

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 2 (3) 2020

Нур-Султан 2020

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

№ 2(3) 2020

Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован в Министерстве информации и коммуникации РК
Свидетельство № 17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Председатель Редакционного Совета

Айдарбаев Алик Серикович -
Председатель Правления
АО «НК «КазМунайГаз»

Редакционная коллегия:

Хасанов Б.К. – главный редактор,
Карабалин У.С., докт. техн. наук,
– заместитель главного редактора,
Огай Е.К., докт. техн. наук
– заместитель главного редактора,
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт. геол. мин. наук,
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук,
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по геологии,
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук,
Мунара А., докт. наук PhD по геологии,
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук,
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук, канд. хим. наук,
Золотухин А.Б., докт. техн. наук (Россия),
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук (Россия),
Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD по техн. наукам (Азербайджан)

Тираж 500 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай батыра, 17

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@niikmg.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Х.Б. Абилхасимов

Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Восточного борта Прикаспийского бассейна3

Ялалов Д.М., Ромашов М.В., Орешко И.В., Воронцов И.П., Ибраев А.Е.

Уточнение геологического строения Северного борта продуктивного горизонта месторождения..... 14

Муртазаев И.Д., Конысов Н.Ж., Салиев Н.Б.

Применение сверточных нейронных сетей в литологическом описании керна..... 20

Хасанов Б.К., Серниязов Ж.М.

Анализ снижения продуктивности скважин месторождения Кашаған..... 28

Шакенулы М., Жиенгалиев Б.Е., Кустанов М.С., Гарифов А.К., Даулетов А.С.

Оценка применимости пароциклической обработки скважин в меловых горизонтах месторождения Кенбай 34

Жиенбаев Б.К., Айткулов Е.К., Ершиев К.Т., Магзумов Н.М.

Оптимизация параметров бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом забоя от вертикали и ранним началом набора зенитного угла 44

Пивоваров К.Н., Стрелецкая В.В., Золотухин А.Б.

Применение методов нечеткой математики для оценки перспективности арктических морей с точки зрения степени разведанности акваторий и их природных богатств 53

Сейтхазиев Е.Ш., Утеев Р.Н., Сарсенбеков Н.Д., Тасеменов Е.Т., Досмухамбетов А.К.

Геохимический атлас по «фингерпринтингу» нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз» 61

Гужиков П.А., Кунжарикова К.М., Утеубаева Е.Е.

Методические подходы к обоснованию свойств пластовой нефти при подсчете запасов 71

Тельманова Н.С., Габдуллин А.Г., Кусаимов Б.Б.

Синтез и исследование свойств нового сополимера, применяемого в качестве флокулянта, структурообразователя и биоцидного материала 79

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» 88

УДК 553.98.061: 552.54.73. (470.4+574.1)

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

Х.Б. Абилхасимов

Проведенный анализ геолого-геофизических данных подсолевого комплекса восточного борта Прикаспийского бассейна позволяет с оптимизмом смотреть на возможности новых направлений поисковых работ на больших глубинах.

Высокие перспективы могут быть связаны с органогенными постройками внутренних частей палеобассейна. Кроме того, особый интерес представляет поиск литологических и стратиграфических типов резервуаров, которые практически не изучены.

Ключевые слова: Прикаспийский бассейн, изолированная карбонатная платформа, природный резервуар, девонские отложения.

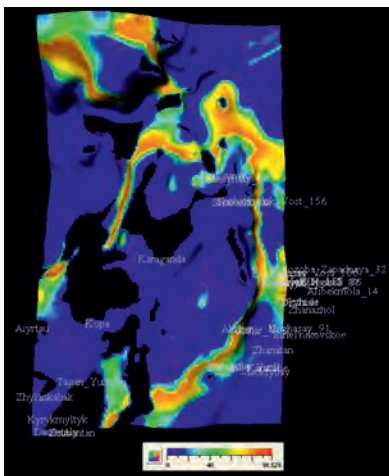
В пределах восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины сконцентрированы ряд крупных и средних подсолевых месторождений нефти и газа. Считается, что в целом восточная бортовая зона – хорошо изученный регион.

Предварительная бассейновая модель показала, что ранее выявленные месторождения совпадают с данными, полученными в результате моделирования, и некоторые перспективные структуры попадают на уже открытые и разрабатываемые месторождения.

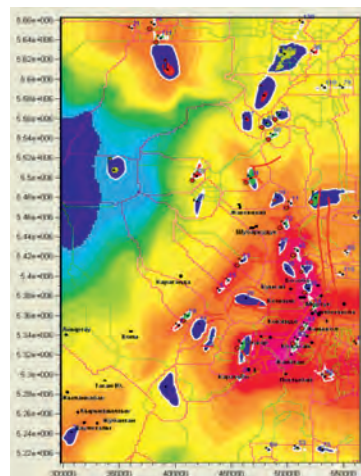
В целом, полученные результаты, приведенные на рис. 1, говорят о том, что некоторые имеющиеся месторождения и перспективные структуры в большинстве своем находятся на возвышенности юго-

восточной части восточно-бортовой зоны Прикаспийской впадины, где расположена существенная часть ловушек, что подтверждает принятую геометрию строения бассейна. Основными материнскими породами, которые, возможно, питают резервуары, расположенные в отражающем горизонте P_3 , являются девонские породы. Данные отложения преимущественно состоят из глинистых пород, известняков и песчаников с включениями доломитов, известковистых аргиллитов, конгломератов, гнейсов, сланцев, амфиболитов.

Южный борт Предуральяского прогиба. В строении осадочного комплекса зоны замыкания южного борта Предуральяского прогиба принимают участие девонские, каменноугольные и нижнепермские



P_3 SR_нефть



P_3 месторождения

Рисунок 1. Нефтематеринские породы по P_3 (слева) и перспективные структуры по P_3

отложения, отличающиеся многообразием фаций и своеобразием их смены по латерали и вертикали.

Как известно, на территории Российской Федерации в Оренбургской области к западной части этой зоны приурочен ряд нефтяных и нефтегазовых месторождений, расположенных цепочкой вдоль западного борта Предуральяского прогиба. Ближайшим из них является нефтегазовое месторождение Нагумановское. Юго-восточный борт прогиба считается перспективным, но степень разведанности его ниже, чем западного борта.

При просмотре сейсмических разрезов северо-восточной части казахстанской территории Предуральяского прогиба в комплексе с данными гравиметрических исследований была отмечена высокая вероятность существования биогермных ловушек для углеводородов (далее – УВ) в отложении подсолевого комплекса.

Рассматриваемая в данной статье площадь Ширак отличается от прилегающих к ней структурно-тектонических зон своими особенностями разреза подсолевых отложений, морфологией и простиранием локальных структур.

Бурение *глубокой поисковой скважины Ширак 1* (далее – ШР-1) проведено в пределах северного свода структуры Ширак (по подсолевому горизонту P_1) с проектной глубиной 7000 м и проектным горизонтом девон, фактический забой – 6597 м.

По анализу данных бурения, волновой картине на сейсмических разрезах и данных геофизических исследований скважин (далее – ГИС), в подсолевых отложениях, относимых к артинско-ассельскому возрасту, можно выделить структурно-формационные толщи, представленные переслаиванием терригенных пород: мергели, аргиллиты, песчаники, алевролиты с редкими маломощными прослойками известняка, гравелитов (в верхней части) и кремнистых пород (в нижней части разреза).

Таким образом, по данным сейсморазведки и бурения скважины ШР-1, в Яйсанской мульде отмечается большая мощность терригенных артинско-ассельских и, возможно, верхнекаменноугольных отложений, чего не наблюдается в центральной зоне Предуральяского передового прогиба. Снос терригенного материала происходил с востока, со стороны растущих Уральских гор, а также, возможно, с Темирского блока (с юго-запада), который в то время оказался гипсометрически выше, и турби-

дитными потоками терригенный материал мог смываться во впадину. С востока Яйсанская мульда граничит со структурами Актюбинского Приуралья.

Вскрытые бурением подсолевые отложения в скважине ШР-1 отличаются от проектного разреза как литологическим составом пород, так и кровлей их залегания: на 222 м выше проектного. Выделенные по результатам геолого-технических исследований (далее – ГТИ) и ГИС 4 структурно-формационные толщи в подсолевых отложениях на сейсмических глубинных разрезах выделяются слабо по причине неоптимального выбора скоростей в процессе миграции. Была применена скорость, рассчитанная на карбонатный состав пород в разрезе: $V_{пл} = 5800$ м/с.

Вскрытый подсолевой комплекс оказался литологически представлен терригенными породами. Учитывая наличие аномально высоких давлений в данных отложениях, предполагаемые пластовые скорости должны быть порядка 4000–4200 м/с, что, возможно, улучшит качество прослеживаемости отражающих горизонтов в терригенных артинско-ассельских и нижележащих карбонатных отложениях при процедуре миграции. Глубина залегания опорных отражающих горизонтов также может измениться, следовательно, могут измениться и структурные построения на картах.

Исходя из вышеперечисленного, необходимо провести дополнительно высокоразрешающую сейсморазведку 3D и выполнить переобработку и переинтерпретацию всего сейсмического материала.

По данным ГИС и ГТИ, в нижней части разреза выделяются 4 структурно-формационные толщи, которые представляют интерес в нефтегазоносном отношении.

По газовому каротажу выделяются 3 интервала – 6026–6043 м, 6100–6114 м, 6170–6193 м, где суммарный газ составляет 100%, а доля метана – от 58% до 74% в процессе бурения. После спуко-подъемных операций (далее – СПО) и наращивания труб постоянно отмечались большие значения газопоказаний (суммарный – 100%, метан – 70%). В песчаниках, по анализам керна, отмечается повышенная трещиноватость. В процессе бурения в них отмечались высокие газопоказания (до 100% общего газа). Описываемые песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость – 4,25–10%, проницаемость – $0,017–0,43 \cdot 10^{-3}$ мкм²,

в зонах трещиноватости пористость составляет 7,56–13,86%, проницаемость – 0,844–3,49×10⁻³ мкм². **В этой части разреза по заключению ГИС выделены 13 перспективных интервалов, рекомендованных к испытанию в колонне.**

Интервалы трещиноватых песчаников и аргиллитов, по данным FMI, хорошо совпадают с интервалами повышенных газопоказаний: в интервале 6452–6597,1 м (забой) значения варьируются от 14% до 100% общего газа и от 8,34% до 43,6% по метану. Причем с глубины 6495 м и до забоя отмечено увеличение процентного содержания тяжелых углеводородов (изопентан – до 0,212%), что свидетельствует о наличии жидких УВ в пласте (конденсат).

Во время бурения на глубине 6597 м, при отборе керна начались сильные газопроявления с увеличением объема выходящего бурового раствора (перелив) и повышения давления на стояке с 80 до 145 бар. Процентное содержание газа в «забойной пачке» составило: 100% – суммарный общий газ, 64,1% – метан. Все это указывает на наличие нарушения в призабойной зоне (в частности, поглощения бурового раствора при установке 7” колонны), по которому поступают УВ из нижележащих отложений, имеющих большие перспективы в обнаружении залежей УВ. В интервале глубин 6200–6485 м выделено 6 интервалов мощностью 15–33 м для испытаний. Комплексный анализ полученных данных по бурению скважины, газовому каротажу, люминесцентному анализу, исследованию шлама, керна, ГИС позволили выделить в подсолевом разрезе скважины 3 объекта для испытаний в отложениях нижней перми.

На структурных картах отражающих горизонтов P_1 и P_2b к северо-востоку параллельно от структуры Ширак намечается еще одна структура – Азир, большая по размерам, расположена под соляным куполом Нагорный (рис. 2).

В случае получения положительных результатов при испытании нижнепермских объектов скважины ШР-1 и бурения новых скважин со вскрытием глубоких горизонтов карбона и верхнего девона, данная структура однозначно станет первоочередным объектом опоискования в данной структурно-тектонической зоне.

Таким образом, к среднедевонскому времени большая часть территории южного борта Предуральяского прогиба представляла собой относительно глубоководный бассейн.

В девонское время на площади Ширак существовала обширная погруженная зона в пределах шельфа юго-восточной окраины Восточно-Европейской платформы, где происходило интенсивное осадконакопление и заполнение ее терригенным и карбонатно-терригенным материалом (компенсированный тип осадконакопления).

Структура Ширак не является унаследованной (в отличие от структур Новодонецкой, Шанды, Байлисай, расположенных в условиях Темирской карбонатной зоны и Новоалексеевский прогиба) и отмечается только по каменноугольному и нижнепермскому комплексам.

Наличие вдоль западного борта Предуральяского прогиба ряда нефтяных и нефтегазовых месторождений дает возможность оценивать палеозойский осадочный комплекс зоны замыкания южного борта

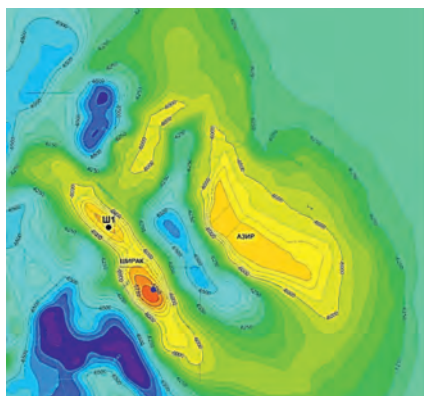


Рисунок 2. Структурная карта по отражающему горизонту P_2b с выделением перспективных структур Ширак и Азир

Предуральского прогиба **высокоперспективным районом.**

Темирская карбонатная платформа островного типа по горизонтам P_2 , P_2' и P_3 погружается к востоку в сторону Остансукского прогиба полого, а на западном склоне круто, образуя уступ.

На северном окончании Темирского карбонатного массива по фундаменту выделяется Бестауский выступ, к которому приурочены подсолевые поднятия Бестау, Новодонецкое, Хобдинское, Аккудук, Сорколь, Дамба, Северная Карахобда, образующие Бестау-Соркольскую группу поднятий. Структурный план этих поднятий носит, в основном, унаследованный характер залегания, повторяя структуру поверхности фундамента в сглаженном виде. Суммарная мощность подсолевых отложений в этой зоне составляет 1500–1800 м. Структурный план и размеры поднятий по глубокому подсолевым горизонтам несут унаследованный характер, увеличиваясь лишь по амплитуде. По нижнепермским отложениям выделенные объекты, по-видимому, могут быть проинтерпретированы как возможная рифогенная постройка, а по девонско-каменноугольным комплексам – карбонатами, расположенными в склоновой части карбонатной платформы.

Выявлено несколько наиболее контрастных построек по результатам сейсмостратиграфического анализа. Барьерные рифы краевых частей шельфа, пройдя длительную постседиментационную историю развития, в современном плане заняли более низкий гипсометрический уровень, чем внутренние части шельфа, сложенные слоистыми известняками. По кровле карбонатов визейско-башкирского возраста (отражающий горизонт (далее – ОГ) – P_2) рельефно выделяются 2 вала сложной неправильной формы, вытянутые в субмеридиональном направлении. *Аккудук-Бактыгарынский вал* осложнен рядом сводовых вершин амплитудой от 100 до 150 м. Общая площадь Аккудук-Бактыгарынского вала по изогипсе -4550 м составляет более 90 км². Восточнее выделяется *Аккумский валообразный выступ*, осложненный по данным отложениям 3 локальными структурами – Северный Аккум, Аккум и Южный Аккум, вытянутый дугообразно в субмеридиональном направлении при амплитуде осложняющих его вершин более 100 м.

Следует отметить, что выделенные валообразные поднятия по кровле карбонатов визейско-башкирского возраста имеют унаследованный характер от

форм девонского рельефа. Кроме того, на Аккудук-Бактыгарынском валу было произведено в советское и постсоветское время глубокое бурение 4 скважин, забои которых не вскрыли подошву карбонатной толщи. Скважина Г-4 Бактыгарын по результатам испытаний дала незначительные притоки нефти из 3 интервалов толщи КТ-II. По скважинам П-1 Аккум и Г-3 Аккудук результаты испытаний толщи КТ-II дали притоки пластовых вод. Это также относится к скважинам Г-2 Аккум и Г-3 Аккум, пробуренных на Аккумском валообразном поднятии. Новые данные, полученные по результатам аэромагнитной съемки, дают информацию о возможном наличии карбонатных построек в девонском осадочном комплексе.

В пределах Темирского карбонатного массива пробурены параметрическая и поисковые скважины на площадях Кумсай (П-4), Бактыгарын (Г-1) и Северная Бозоба (Г-9). Карбонатные отложения девонского возраста в этих скважинах вскрыты в следующих интервалах глубин: П-4 Кумсай – 4830–6024 м (забой) толщиной 1194 м, Г-1 Бактыгарын – 5480–6212 м (забой) толщиной 732 м, Г-9 Сев. Бозоба – 5020–5750 м (забой) толщиной 730 м. Палеонтологическими определениями из кернового материала в указанных интервалах скважин установлен девонский возраст пород.

Предполагаемая биогермная постройка состоит из фаций шельфовой лагуны, передового склона и фаций межрифовой впадины. Геологическое строение кровли предполагаемого резервуара карбонатов девонско-нижнекаменноугольного возраста характеризует условный отражающий горизонт D_3-C_1 . По данному отражающему горизонту на юго-западной части исследуемой площади (район пересечения профилей PA-TR27 и PA-TR04) наиболее контрастно выделяется брахиантиклиналь Бактыгарын (рис. 3). Структура вытянута в субмеридиональном направлении и осложнена 2 сводовыми вершинами. Её размеры по изогипсе -5400 м составляют порядка 3,5 x 8,9 км при амплитуде поднятия более 350 м. Максимальная высота предполагаемой рифовой постройки – более 900 м при амплитуде более 400 м. По результатам структурной интерпретации отмечается, что рифовое тело имеет сложную форму и неоднородно по фациальному составу. Кроме того, происходит уменьшение высоты карбонатообразующих пород в районе западного склона Темирской платформы, с замещением на более глубоководные

фации в сторону Остансукского прогиба на востоке. Рифовое тело этой зоны может состоять из более чистых карбонатных фаций, характерных для склоновых частей рифогенных комплексов. Центральную и северо-восточную часть структурного плана по условному отражающему горизонту D_3-C_1 можно отнести к зоне роста карбонатобразующих скелетов в лагунных или относительно глубоководных условиях. В этой части площади ленточной, заливообразной формой локализуются небольшие по размерам структурные вершины. В целом, проведенные исследования подтвердили наличие ранее прогнозируемых объектов рифового типа внутри карбонатной толщи.

В скв. Г-1 Бактыгарын в интервале 5907–6212 м выделены нерасчлененные нижнедевонско-эйфельские отложения толщиной 305 м. Франский ярус верхнего девона установлен в интервале 5610–5907 м толщиной 297 м и несогласно залегает на породах среднего девона. Фаменский ярус толщиной 130 м выделен в интервале 5480–5610 м, который несогласно перекрывается карбонатно-терригенными породами верхнего визе. Граница между девоном и нижним карбоном из-за биостратиграфической неопределенности не отмечена, а зафиксирована, по материалам ГИС, на глубине 5418 м.

Верхняя граница девонской системы, по материалам рассмотренных скважин, имеет трансгрессивный контакт с отложениями нижнего карбона. В каждой из пробуренных скважин наблюдается выпадение из разреза отложений различного

стратиграфического объема. Амплитуда стратиграфического несогласия отличается диапазоном проникновения размыва в каждую из пограничных систем.

Анализ данных сейсморазведки 3D подтвердил существование карбонатной постройки в области, расположенной восточнее скважины Бозоба Г-6. Скорее всего, эта постройка принадлежит рифовому массиву, который цепочкой протягивается через площадь Бозоба с северо-запада на юго-восток. Доказательства существования карбонатной постройки были получены на месторождении Кенкияк, где были вскрыты карбонаты как в комплексе КТ-2, так и глубже, в интервале девон – нижний карбон. Их промышленная продуктивность доказана в результате бурения серии скважин в северо-западной части месторождения. Притоки нефти из карбонатных коллекторов достигают 230–270 м³/сут.

Распределение сейсмических атрибутов демонстрирует преобладание линейного залегания структурных объектов в карбонатной толще нижнего карбона – верхнего девона. Это может рассматриваться как свидетельство наличия цепочечных систем карбонатных построек (рис. 4).

Анализ литологического состава каменноугольных и девонских отложений, вскрытых глубокими скважинами, показывает, что, начиная с девонского периода, Темирская зона поднятий была крупным приподнятым участком мелководного карбонатного осадконакопления, куда не поступал обломочный материал.

Линейные системы поднятий,

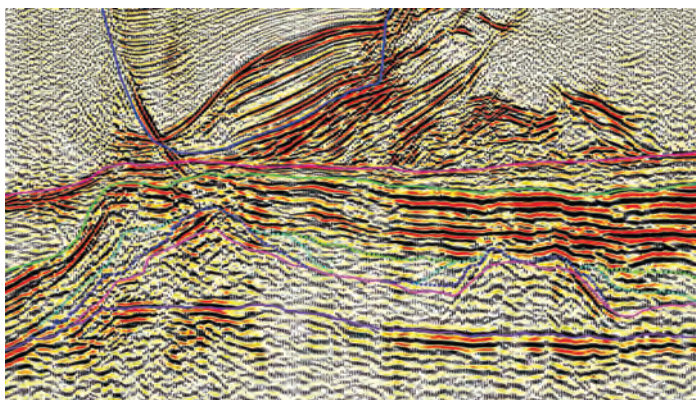


Рисунок 3. Темирская карбонатная платформа.

Фрагмент глубинного сейсмического разреза по профилю RA-TR27, демонстрирующий выделение предполагаемой биогермной постройки Бактыгарын и сейсмофациальных её составляющих, очевидно, состоящих из фаций шельфовой лагуны, передового склона и фаций межрифовой впадины

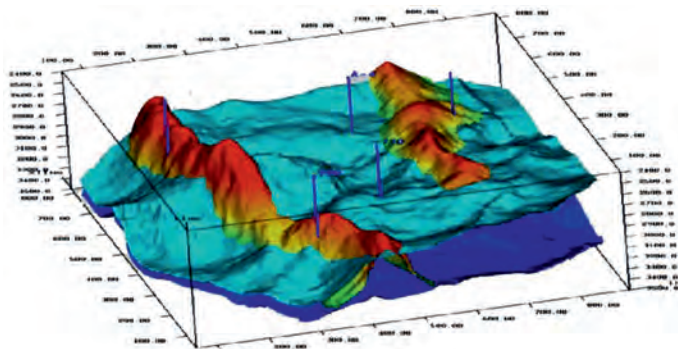


Рисунок 4. Структурная карта по кровле карбонатов раннекаменноугольного и позднедевонского возраста

связанные с карбонатными постройками Кенкияк-Бозоба

По материалам пробуренных скважин, вскрывших девонские отложения в южной части Темирского карбонатного массива, а именно каротажным диаграммам и изученным образцам пород, непосредственно над карбонатами девонского возраста залегают со стратиграфическим несогласием карбонатные породы нижнего карбона, приконтактовые отложения которых представлены брекчированными карбонатными породами.

Жанажольская карбонатная платформа имеет клинообразную форму, расширяющуюся к северу от 7 км в районе Сарыкума до 45 км в районе Урихтау. С запада и севера массив ограничен уступом, который трассируется в субмеридиональном направлении вблизи структур Тортколь, Южный и Северный Тускум, Жанатан, Кожасай, Башенколь, Шингельший, Карнак. Юго-восточная граница контролируется Терескенско-Южно-Эмбинским разломом. Кровля массива испытывает погружение к северу от -2000 м в районе Тортколя до -4600 м в районе Шингельший. Мощность варьирует от 300 до 1000 м, составляя в среднем 600–800 м. В поперечном сечении массив имеет клиновидную форму, постепенно сужающуюся в направлении депрессионной части бассейна.

Для всей зоны характерна очень слабая морфологическая дифференциация горизонта П₁, который лишь в сглаженном виде отражает тектонику внутриподсолевой толщи. Это видно на примере Жанажол-Синельниковской группы поднятий – наиболее изученного сейсморазведкой и бурением участка восточного склона Прикаспийской синеклизы. Другой весьма существенной особенностью геологического

строения Жанажольской ступени является наличие в подсолевом разрезе карбонатной толщи подольско-позднекаменноугольного возраста. На восточной периферии Жанажольской зоны – ряд полузакнутых положительных тектонических форм, которые, возможно, примыкают к разлому. Получение качественного отображения в подсолевом комплексе является относительной проблемой в Прикаспийской впадине. Мощный солевой купол поглощает и рассеивает сейсмическое излучение, искажая его волновой фронт. В силу того, что детальность региональных исследований в пределах впадины крайне неравномерная, зачастую есть риски пропустить интересные с точки зрения нефтегазоносности объекты, расположенные как в пределах известных нефтегазоносных районов, так и нижележащих горизонтов. Одним из таких примеров является структура Саркрамабас, выявленная в пределах Жанажольской карбонатной платформы в советское время. Региональные сейсморазведочные работы в пределах восточного борта впадины не дали качественный материал о подсолевом разрезе структуры Саркрамабас. В конце 80-х гг. в этом регионе было открыто немало высокоперспективных площадей, а затем и обнаружений с промышленными дебитами. Относительно небольшая зона в зоне сочленения 2 карбонатных платформ не вызвала поискового интереса и оставалась неисследованной.

Седиментационный рост карбонатных отложений: от четко выявленной кровли Серпухова (C_{1s}), затем перекрывающего башкирского горизонта (C_{2b}) и, наконец, кровли КТ-1. Рифовая постройка растет в юго-западном направлении и оказалась не охваченной бурением.

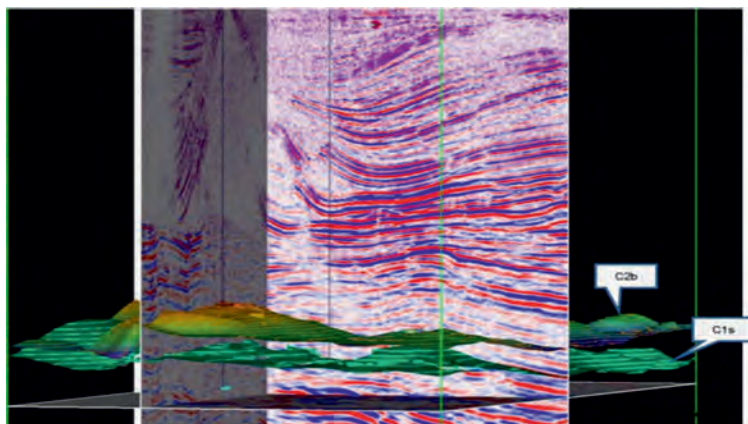


Рисунок 5. Жанаозольская карбонатная платформа. Месторождение Саркрамабас

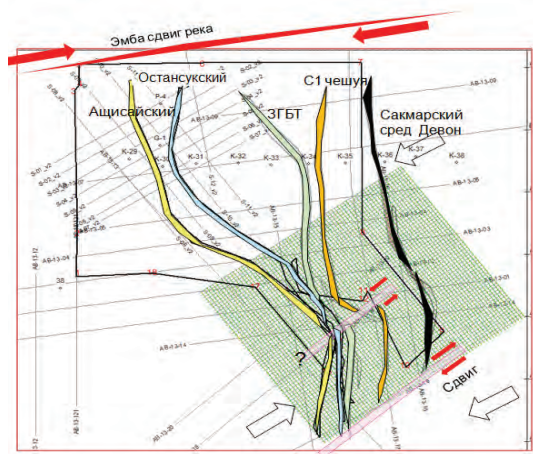


Рисунок 6. Обзорная схема тектонических нарушений по участку Алибек Восточный

Данные сейсмосьемки 2008 г. существенно улучшили качество подселевых отображений (рис. 5), однако всё ещё остается некоторая определенность в отслеживании целевых горизонтов. При опробовании в колонне горизонта КТ-II в скважине 1-С был получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 30,5 м³/сут через штуцер диаметром 7 мм. В этих условиях, несмотря на то, что первые скважины, 1-S и 3-S, вскрыли значительный приток нефти, следующая, 6-S, была ключевым фактором для идентификации потенциала месторождения. Эта скважина смогла определить реальный тренд развития продуктивных горизонтов в зоне основного волюметрического потенциала залежи, которая одновременно являлась наиболее проблемной для сейсмического исследования.

Таким образом, вероятность обнаружения подобных построек палеозойского комплекса и особенно девонского возраста в пределах Темирско-Жанаозольской системы выступов, Останукском, Утыбайском и Коскольско-Ащикольском блоках восточного борта Прикаспийской впадины велика.

Анализ региональной тектонической картины в зоне стыка Урала и Прикаспийской впадины указывает на региональный правосторонний Эмбинский сдвиг.

Во время герцинской складчатости регион был сильно изменен надвиганием восточной части Урала на Прикаспийскую впадину, вследствие чего структурный фонд переформировался и образовались основные элементы – надвиги и сдвиги.

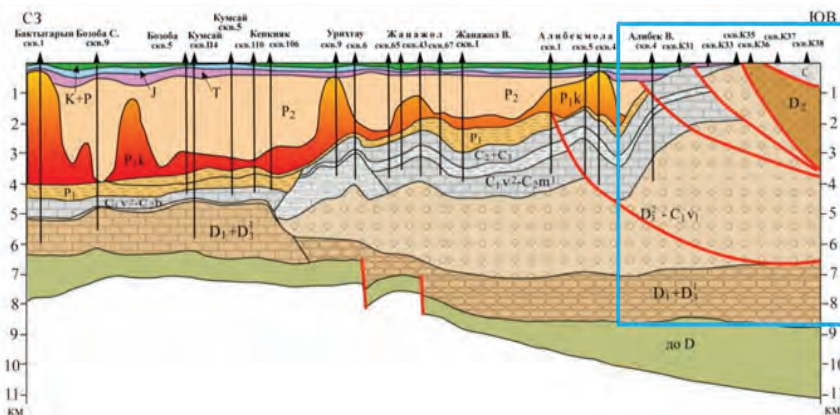


Рисунок 7. Распространение Кунгурской соли в разрезе восточного борта Прикаспийской впадины. Участок Алибек Восточный выделен синим цветом

Участок Алибек Восточный находится в зоне регионального правостороннего сдвига под влиянием сжатия со стороны Урала. Результаты 3D сеймики, проведенные относительно недавно (2016 г.), показывают, что региональные разломы имеют иное простирание, нежели до сих пор было принято считать разными авторами.

Хотя привязка региональных карт и дает представление о распространении крупных разломов в восточной части бассейна, но в большей степени оно лишь схематичное. Сакмарский надвиг предполагается в восточной части съемки 3D. Продолжение Ащисайского надвига можно ожидать на западной окраине участка.

Ащисайский разлом хорошо и однозначно интерпретируются как по 2D, так и по 3D сейсмике. Этот разлом изгибается в восточном направлении и расширяет пространственное распространение Жаркамьского свода (Жанажольской платформы) к востоку, что открывает новые возможности для поисковых работ в юго-восточном и в южном направлениях от месторождения Алибекмола.

Региональный Сакмарский разлом, который отделяет Урал от Прикаспийской впадины, проходит через самую восточную часть участка, а не по середине, как предполагают региональные карты. Ащисайский надвиг является «барьером» между сохраненной карбонатной платформой и зоной, тектонически измененной надвиговыми процессами.

Таким образом, согласно сейсмическим данным, Жанажольская платформа получила свое распространение дальше к востоку, чем было

принято считать ранее, следовательно, и Урал начинается восточнее.

В результате работ локализовано 5 надвиговых элементов с запада на восток: Ащисайский, Остансукский, Западная граница большого тела (далее – ЗГБТ), разлом, ограничивающий чешую С1, и Сакмарский (рис. 6). Тектоническое движение в отдельных сегментах происходило в одинаковом направлении по сдвигам, что способствует образованию более простых структурных ловушек.

В центре 3D участка зона разломов сужается и меняется простирание этих разломов. Возможно, это является признаком наличия погруженного сдвига.

Возраст разломов – герцинский, поздний карбон – ранняя пермь. На уровне глубже горизонта V преобладает сжатие в юго-западном направлении. В мезозойское время наблюдается реактивация Сакмарского разлома, предположительно, из-за рифтогенеза в Западно-Сибирской впадине. В связи с этим наблюдается вращение осей напряженности против часовой стрелки со сжатием преимущественно в западном направлении.

Стоит отметить, что транспрессивные разломы образуются в условиях сжатия, что усиливает экранирующие свойства разломов.

Как результат надвигания Урала на Прикаспийскую впадину, по всему участку наблюдается надвиговая тектоника с развитием как минимум 3 больших чешуй. Разломы представлены надвигами и сдвигами, которые образуют единую структурно-тектоническую систему.



Рисунок 8. Алибек Восточный. Фрагмент структурной карты по поверхности КТ-III (ОГ П₂d) в центральной части

«Верхняя» чешуя состоит предположительно из девонских пород и обрамляется Сакмарским разломом снизу. Средне-девонские отложения могут быть сложены терригенными и карбонатными породами, которые подлежали метаморфическим процессам. В данной зоне возможно и внедрение магматических интрузий. Эта область находится на краю сеймики и волновая картинка не представительна. Все более молодые породы, начиная с верхнего девона, эродированы.

«Средняя» чешуя обрамляется Сакмарским разломом сверху и надвигом ЗГБТ снизу. По результатам бурения, структурная скважина К-35 вскрыла нижне-карбонатные терригенные породы. Вскрытые данной скважиной породы залегают поверх тела, которое четко выделяется на сейсмике динамическими отражениями высокой интенсивности. Это тело предположительно сложено, включая и верхний девон, девонскими карбонатными породами и фациями неглубокого шельфа.

Отсутствие кунгурской соли как региональной покрывки является одним из главных рисков углеводородной системы изучаемого региона. Однако вдоль восточного борта Прикаспийской впадины установлен ряд многоэтажных залежей в подсолевом карбонатно-терригенном разрезе, что свидетельствует о наличии интраформационных покрывок, которые потенциально в состоянии запечатать локальные скопления углеводородов. В качестве примеров можно назвать месторождения Жанажол и Алибекмола, с нефтегазовыми залежами в карбонатных коллекторах КТ-II и КТ-I, ко-

торые разделены межкарбонатной терригенно-глинистой толщей (далее – МКТ). В отличие от Жанажола, Алибекмолинская структура более интенсивно нарушена разломами. Основная продуктивность приурочена к нижней карбонатной толще КТ-II.

В верхней толще КТ-I содержится газовая залежь с нефтяной оторочкой. Залежи пластово-массивные, с элементами тектонического экранирования, что также свидетельствует о наличии латеральных интраформационных покрывок.

Кроме МКТ глубже по разрезу существует еще ряд потенциально экранирующих интервалов.

В целом, центральную часть по изогипсе -900 м можно охарактеризовать валовым поднятием, раскрывающимся к югу и не замыкающимся в пределах участка 3D. Однако, как видно из рис. 8, в пределах этого валового поднятия можно рассматривать отдельные локальные структуры.

Потенциальная структура/объект 1 (возможная карбонатная постройка) по изогипсе -600 м вытянута в северо-западном направлении, тектоническими нарушениями не осложнена. Размеры составляют 3,75 x 0,75 км при амплитуде более 100 м. Тектонические нарушения проходят южнее, возможно, экранируя данный объект по изогипсе -900 м, таким образом увеличивая размеры и привлекательность объекта.

Потенциальная структура/объект 2 замыкания в пределах участка 3D не имеет, но с учетом возможного тектонического экрана на юге (предположительно, сдвиговый разлом субширотного прости-

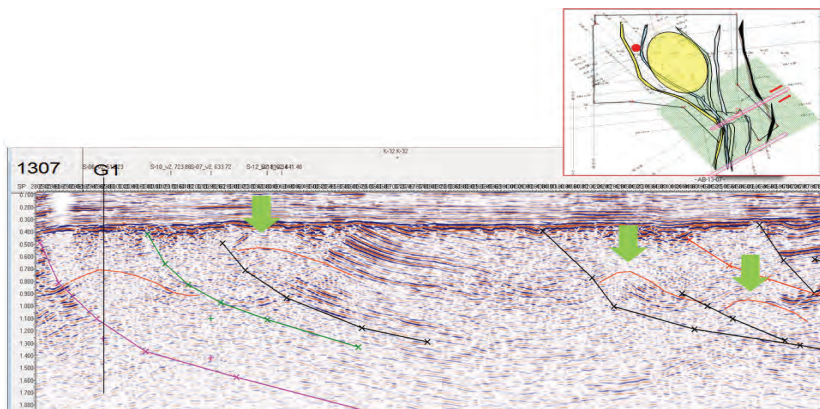


Рисунок 9. Потенциальные объекты по 2D данным, связанные с надвиговыми структурами

рания) оконтуривание допустимо провести по изогипсе -550 м. Поверхность данного объекта размыта на уровне V отражающего горизонта.

Потенциальная структура/объект 3 выделяется восточнее объекта 2 в виде обособленного свода небольшого размера, не нарушенного тектоникой. Размеры по изогипсе -550 м составляют 1 x 0,75 км при амплитуде более 100 м.

Потенциальная структура/объект 4 прослеживается на более глубоких уровнях по отношению к вышеописанным структурам, тем не менее это может представлять интерес. Структура замыкается по изогипсе -1400 м и имеет северный – северо-западный тренд. Западная часть контролируется тектоническим нарушением такого же простирания. Размеры составляют 2,75 x 0,5 км при амплитуде более 50 м.

Потенциальная структура/объект 5 также прослеживается на более глубоких уровнях по отношению к структурам 1–3. Размеры по изогипсе -1350 м составляют 1,5 x 0,75 км при амплитуде более 50 м. Структура нарушена малоамплитудным тектоническим нарушением северо-западного простирания.

Основными элементами данной карты являются зоны возможного развития барьерных рифов, глубоководных условий осадконакопления и размыва.

Зона возможного развития барьерных рифов располагается в центральной и северной части участка и, вероятно, распространяется дальше на север. На сейсмическом разрезе данной зоне соответствует холмистый характер внутренних отложений и признаки кровельного и подошвенного прилегания для верхней и нижней границы сейсмofации соответственно.

Зона развития более глубоководных осадков расположена в западной части площади, по направлению к бассейновой части Прикаспийской впадины. Внутренний характер отражений тут субпараллельный, а поверхность и подошва характеризуются согласным залеганием.

Зона размыва находится в южной части и ограничивается разломом, предположительно сдвигового генезиса. Поверхность данной сейсмofации является эрозионным срезом по ОГ V, в районе нижней границы имеются признаки прилегания, внутренний характер отражений бугристый.

По данным 2D сейсмике отмечается ряд потенциальных объектов, связанных с надвиговыми структурами, которые могут представить определенный интерес для доразведки средствами 3D сейсмике и будущего поискового бурения (рис. 9).

Выводы

Наличие девонских карбонатных построек вселяет определенный оптимизм для успешной разведки в пределах восточного борта Прикаспийской впадины.

Наряду со структурами, имеющими унаследованный характер развития, устанавливается значительное число структур, формирование которых связывается с тектоно-седиментационными процессами при превалярующем значении седиментационного фактора. При этом седиментационный фактор, который обусловлен интенсивным привнесом обломочного материала в бассейн в каменноугольно-артинский период, определил формирование большинства структур наложенного типа.

Проведенный анализ глубоководных структур восточного борта Прика-

спийской впадины и результаты моделирования показывают, что основная миграция УВ происходит в подсолевой части из доде-

вонских материнских свит, что подтверждается произведенной количественной оценкой.

Список использованной литературы

1. Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В., Макаров Н.Д., Панков В.В. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы. – Доклады 7-й международной научно-практической конференции. Спецвыпуск, ч. 2, М., Георесурсы, 2017, с. 194–208.

2. Абилхасимов Х.Б. Особенности формирования природных резервуаров палеозойских отложений прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности. – М., Издательский дом Академии Естествознания, 2016, с. 244.

КАСПИЙ МАҢЫ БАССЕЙНІНІҢ ШЫҒЫС ЖИЕГІНДЕГІ ПАЛЕОЗОЙ ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ПЕРСПЕКТИВАСЫ

Қ.Б. Абилхасимов

Каспий маңы бассейнінің шығыс жиегіндегі тұзасты кешендерінің геолого-геофизикалық мәліметтерін талдау нәтижелері терең қабаттарды зерттеудің жаңа бағыттарының мүмкін екендігіне ерекше сенім тудырады.

Оның перспективасының жоғары болуы палеозой бассейнінің органогенді ішкі бөліктерінің құрылуымен байланысты. Одан бөлек, осы уақытқа дейін зерттелмеген резервуарлардың литологиялық және стратиграфиялық типтерін табу ерекше қызығушылық тудырады.

Түйінді сөздер: Каспий маңы бассейндері, оқшауланған корбонатты платформа, табиғи резервуар, девон шөгіндісі.

OIL AND GAS POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSITS OF THE EASTERN FLANK OF THE CASPIAN BASIN

Kh.B. Abilkhassimov

The performed analysis of the geological and geophysical data of the subsalt complex on the eastern side of the Caspian basin allows us to look with optimism at the exploration possibilities of new areas at great depths.

High prospects may be associated with organogenic constructions of the inner parts of the paleobasin. In addition, of particular interest is the search for lithological and stratigraphic types of reservoirs, which have not been properly studied.

Keywords: Precaspian basin, isolated carbonate platform, natural reservoir, Devonian deposits.

Информация об авторе

Абилхасимов Хаирлы Бабашевич – докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК, генеральный директор, khairly@mail.ru.

ТОО «ГЕО-МУНАЙ XXI», г. Алматы, Казахстан

УДК 550.8.05

УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕВЕРНОГО БОРТА ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.М. Ялалов, М.В. Ромашов, И.В. Орешко,
И.П. Воронцов, А.Е. Ибраев

По результатам ранее проведенных работ на изучаемом месторождении установлен значительный потенциал увеличения начальных запасов нефти. В конце 2019 г. в рамках пилотного проекта в краевую зону рассматриваемого продуктивного пласта были пробурены скважины, подтвердившие наличие потенциала в неразбуренной области северного борта месторождения, которую до сих пор относили к малоперспективной.

Перед авторами была поставлена задача оценки перспектив разработки краевых областей месторождения и построения детальной геологической модели северного борта месторождения. Детальная модель нацелена на прогноз развития элементов флювиальной системы продуктивного горизонта на основе данных бурения и результатов сейсмических исследований в неразбуренных частях месторождения.

С целью прогноза зон распространения русловых комплексов были привлечены данные сейсморазведки 3D высокого разрешения 2019 г. На основе динамического анализа были выполнены интерпретация зон распространения русловых комплексов и их классификация в объеме исследуемого пласта месторождения. Основной акцент был сделан на выделении и картировании мелких русел в краевой зоне пласта с целью дальнейшего детального геологического моделирования и оценки потенциала разработки с учетом новых данных.

Ключевые слова: обстановки осадконакопления, спектральная декомпозиция, геологическое моделирование, начальные геологические объемы, флювиальная система.

Практическое использование накопленных знаний по изучаемому объекту осуществляется с помощью концептуальной модели, которая является фундаментальным понятием исследования и служит принципиальной основой для решения геологических задач. Согласно седиментологическим исследованиям керн, отложения изучаемого горизонта накапливались в прибрежно-морских условиях в пределах приливо-отливной отмели со значительным влиянием приливо-отливных процессов на элементы речной системы [1]. Выделяется две фазы накопления осадка: первая (ранняя) фаза – доминирование распределительных каналов, связанное с основным циклом проградации дельты; вторая (поздняя) фаза – доминирование бухт и заливов, расположенных между распределительными каналами. В позднюю фазу отложения межрусловых бухт занимали большие площади в системе осадконакопления.

Пространственное соотношение конкретных фациальных обстановок в условиях стабильного морского побережья (рис. 1) контролируется различными типами гидродинамической активности (штормовой, волновой, приливо-отливной,

речной). Приливо-отливные процессы способны перераспределять терригенный материал на значительные территории как в направлении суши, так и в направлении моря, формируя в переходной зоне приливо-отливной равнины коллекторы «шнуркового» типа (приливо-отливные каналы) [3]. На побережье при продвижении береговой линии образуются толщи с уменьшением зернистости вверх по разрезу. Изменение зернистости по разрезу может отражать смену обстановок осадконакопления по площади. Отложившиеся осадочные толщи частично или полностью эродированы в последующих циклах.

В результате изучаемые отложения представлены сложной системой речных и дельтовых каналов, прорезающих вмещающие породы, в т.ч. пойменных областей, приливо-отливной равнины, берегового склона, прибрежных лагун и бухт, с высокой степенью анизотропии как по площади, так и по разрезу.

Пространственное распределение фациальных зон

Данные сейсморазведки особенно актуальны при прогнозе фациальных зон и объемных тел в краевых зонах, поскольку плотность бурения в них значительно ниже,

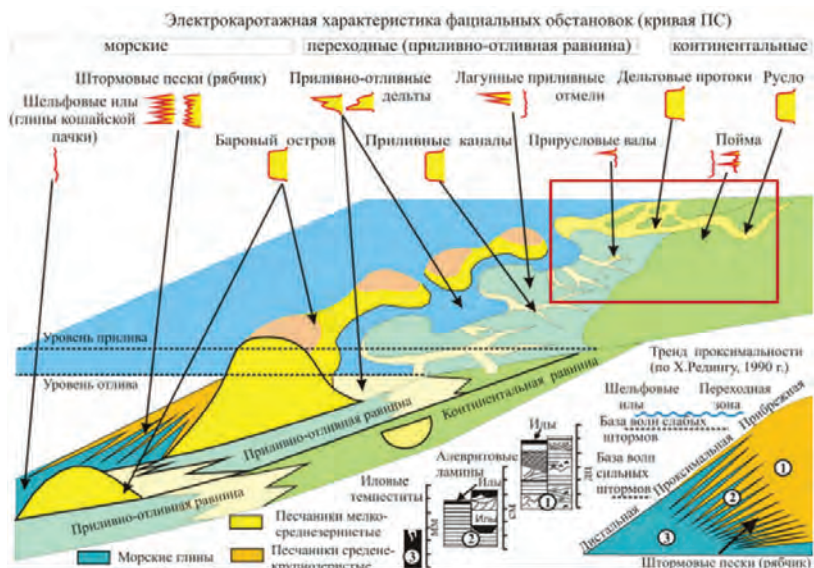


Рисунок 1. Концептуальная схема фациальной обстановки [3]

чем в сводовой части месторождения. В то же время с целью набора достаточной для прогноза статистики необходимо было выполнить подробную интерпретацию данных и выявление объектов, в т.ч. и в хорошо разбуренной части, чтобы повысить достоверность прогноза.

В прошлом году на изучаемом месторождении были выполнены полевые сейсморазведочные работы 3D, их обработка и интерпретация. Площадь новой съёмки была существенно увеличена, что позволило получить полнократные данные по всей площади месторождения. Качество данных 3D сейсморазведки, выполненной на площади более 15 лет назад, позволяло оконтурить только крупные седиментационные тела, что затрудняло детальное картирование обстановок осадконакопления. При сопоставлении карты атрибута Variance по основному продуктивному интервалу для старой и новой съёмок 3D

(рис. 2) видно, что был получен колоссальный прирост информации, касающийся, в первую очередь, небольших врезов, русел, каналов как в центральной, так и в краевой зоне месторождения.

С целью улучшения детализации геологического строения было принято решение сосредоточиться на выделении по данным сейсморазведки как можно большего количества полигонов геотел с классификацией по размеру и глубине. В качестве основы были использованы атрибуты Variance и кубы спектральной декомпозиции. Было выполнено картирование всех видимых полигонов в интервале отражения внутри продуктивного пласта +/- 30 мс с шагом 2 мс, которые можно интерпретировать как врезы и напрямую передать их для интеграции в геологическую модель. На рис. 3 показаны срезы кубов спектральной декомпозиции с применением CMY-смешивания внутри продуктивного

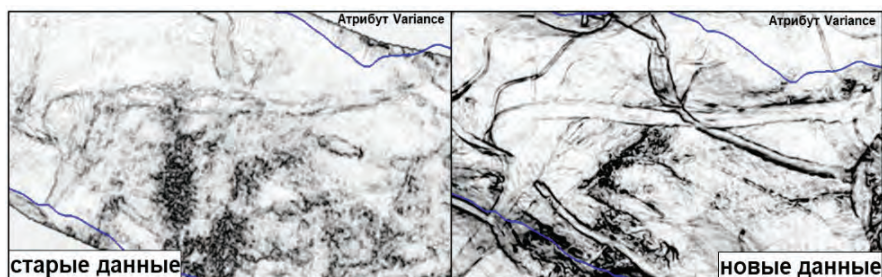


Рисунок 2. Сопоставление карт атрибута Variance по отражающему горизонту для старой и новой съёмок 3D

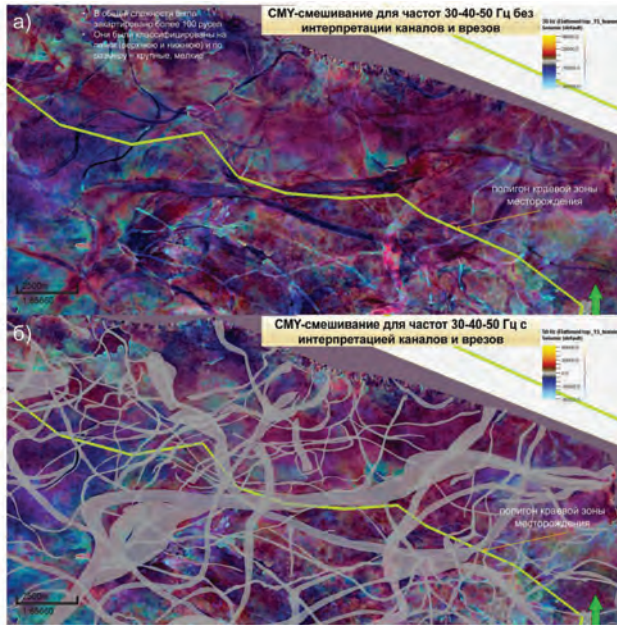


Рисунок 3. СМУ-смешивание кубов спектральной декомпозиции с частотами 30–40–50 Гц по целевому ОГ без интерпретации (а) и с выделенными полигонами русел (б)

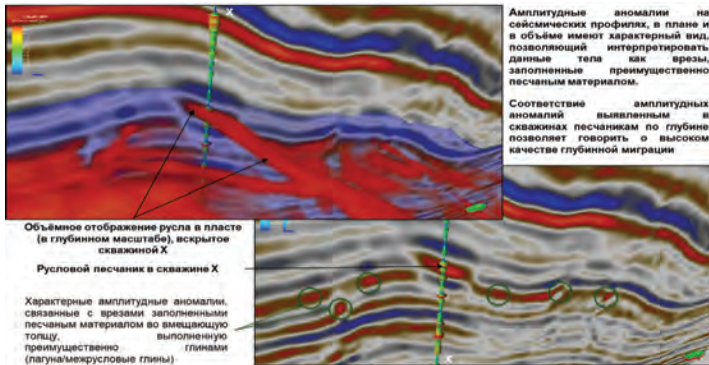


Рисунок 4. Объемное выделение геотел на примере скважины X, вскрывающей русловые песчаники продуктивного пласта

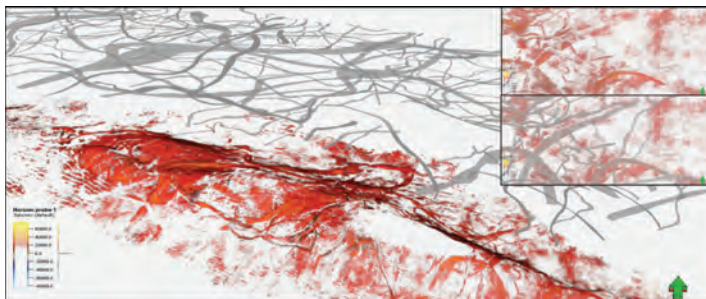


Рисунок 5. Сопоставление полигонов врезов с выделением геотел в объеме по материалам куба PSDM в интервале продуктивного пласта исследуемого месторождения

интервала до выполнения интерпретации (а) и с выявленными каналами, врезами, руслами (б).

В общей сложности было закартировано 118 элементов флювиальной системы. Особое внимание было уделено мелким руслам в краевой зоне месторождения, которые могут представлять интерес при планировании эксплуатационного бурения. В результате комплексного анализа сейсмических данных получены полигоны площадного распределения основных фациальных тел. Они были разделены на несколько классов на основе объёмного выделения геотел (рис. 4–5): приуроченные к верхнему интервалу продуктивного горизонта, к нижнему интервалу и к переходной области. Отдельным классом были выделены мелкие русла.

Статистический анализ, построение геологической модели

Бортовая часть месторождения менее подробно освещена бурением скважин, прогноз распределения флювиальных тел в межскважинном пространстве основывается на результатах анализа сейсмических исследований. Несмотря на сложный характер залегания различных фаций в прибрежно-морской обстановке осадконакопления, сейсмические исследования позволили с достаточной степенью достоверности выделить пространственное распределение основных элементов флювиальной системы (дельта, каналов, русел, междорусловых пойм, водоразделов) и их распределение по площади. Целью детального геологического моделирования является прогноз распределения выделенных элементов и их свойств в объеме горизонта. Размеры моделируемых объектов накладывают ограничения на размерность сетки моделирования, поперечное сечение мелких каналов составляет ~50 м.

Принятые размеры ячеек 3D сетки составляют $25 \times 25 \times 0,5$ м, значительная площадь и объем моделируемого горизонта привели к увеличению количества ячеек модели до 132 млн.

Исходя из текущего представления об особенностях осадконакопления терригенных формаций, распределение фаций в разрезе контролируется предыдущими фациями. Врезы речных каналов изменяют рельеф бассейна и, как следствие, нарушают последовательность в циклах осадконакопления вмещающих пород. Для корректной статистической оценки распределения фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) фациальных зон в объеме горизонта области с наличием элементов флювиальной системы (каналы, русла) должны выделяться в отдельные массивы численного моделирования с целью оценки их неоднородности независимо от других зон.

При построении детальной геологической модели распределение параметров проводилось с учетом полигонов площадного распределения русел, полученных на основе результатов анализа сейсмического материала. В результате комплексирования сейсмического анализа и данных по скважинам выделенные элементы речной системы были разделены на 5 групп: крупные каналы, охватывающие большую часть горизонта, мелкие каналы нижней, переходной и верхней частей разреза и междорусловая область (рис. 6). На изучаемой территории мелкие каналы слабо освещены результатами бурения скважин, в связи с этим статистических данных недостаточно для их корректного прогноза на всей моделируемой площади.

При моделировании крупные и мелкие каналы были объединены с целью увеличения выборки и статистики для построения прогнозных свойств. Распределение кол-

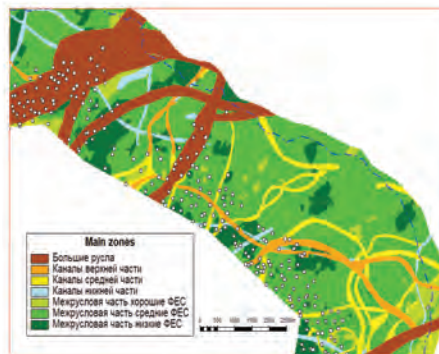


Рисунок 6. Площадное распределение групп флювиальной системы

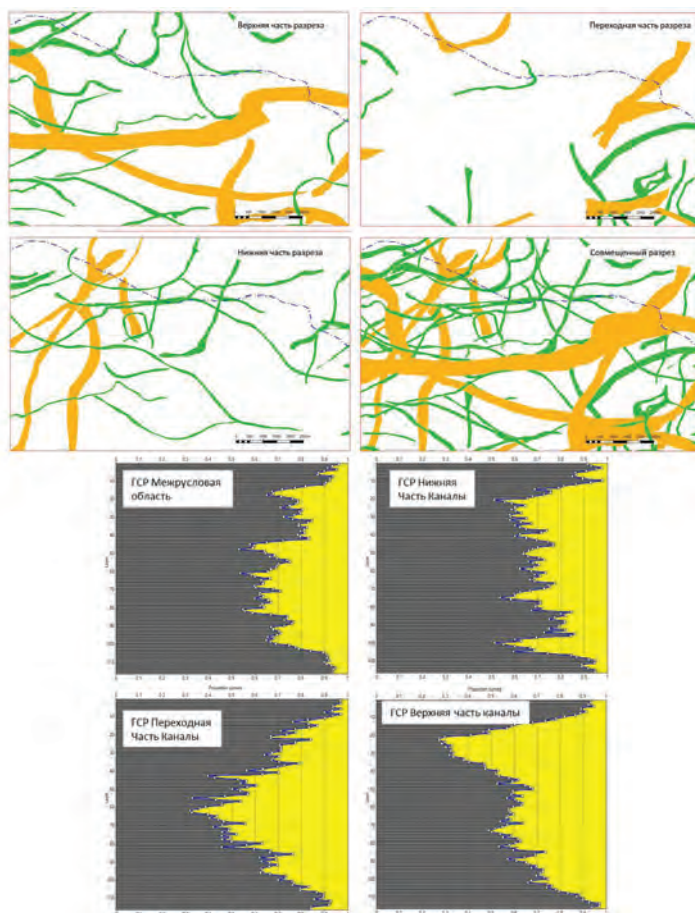


Рисунок 7. Площадное распределение русел и ГСР

лекторов проводилось отдельно для каждой зоны с учетом геолого-статистического разреза (далее – ГСР) (рис. 7). В результате получены кубы распределения коллектора в каналах для различных частей разреза, а также межрусловых областей, вмещающих систему русел. Построенные кубы распределения коллекторов были скомбинированы в единый куб коллектора. Учитывая, что элементы флювиальной системы нижней части разреза накапливались раньше отложений переходной и верхней частей, а отложения межрусловых областей являются вмещающими, объединение кубов коллекторов проводилось последовательно снизу вверх.

Распределение ФЕС проведено в объеме единого куба коллектора с учетом разделения на различные фациальные зоны. Такой подход позволил учесть особенности распределения свойств в каналах и в межрусловых частях. Также были рассчитаны кубы начального насыщения с

целью оценки начальных нефтенасыщенных объемов.

Выводы

По результатам геологического моделирования в рамках данной работы было показано, что краевые зоны исследуемого объекта содержат достаточно большой объем коммерчески извлекаемых запасов (геологические – порядка 100 млн т), для локализации и вовлечения в разработку которых требуются дополнительные, более детальные исследования. Распределение геологических запасов по каналам и межрусловым областям в краевой зоне на текущем этапе изученности составляет: 55,7% в руслах и 44,3% – в межрусловых частях.

На основе комплексного анализа сейсмических данных и результатов бурения скважин детализировано геологическое строение продуктивного горизонта исследуемого месторождения. Выделены ранее не выделяемые элементы речной

системы, в т.ч. небольшие русла и приливо-отливные каналы, имеющие потенциал вовлечения в разработку. Построены карты пространственного размещения каналов и русел в объеме Северного борта месторождения. Подготовлена основа для прогноза перспектив вовлечения в разработку запасов неразбуренных частей продуктивного горизонта, а также заложения эксплуатационных скважин. В связи с неполным охватом бурением области исследования в краевой зоне всегда будет

существовать неопределенность в распределении фаций. В данном исследовании были использованы все имеющиеся на текущий момент данные, что позволило в значительной степени снизить неопределенность положения мелких врезов. В то же время поступление новых данных из бурения в краевой зоне со временем приведет к расширению статистической выборки, что позволит актуализировать геологическую основу и улучшить прогнозные качества модели.

Список использованной литературы

1. Churchill J. M., Lucas P. M., Reid C. T. Sedimentology and reservoir quality of Jurassic cores from well X, oil field, Western Kazakhstan. – Robertson Research International Limited, UK, 2002, Report No. 8506/Id Project No. Id/GK305.
2. Лидер М.В. Седиментология. Процессы и продукты. – Мир, Москва, 1986, 436 с.
3. Белозёров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений. – ТПУ, Томск, 2001.

КЕН ОРЫНДАҒЫ ӨНІМДІ ДЕҢГЕЙЖИЕКТИҢ СОЛТҮСТІК ЖИЕГІНДЕГІ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ҚҰРЫЛЫМЫН ЖАҢАРТУ

Д.М. Ялалов, М.В. Ромашов, И.В. Орешко,
И.П. Воронцов, А.Е. Ибраев

Қарастырылып отырған кен орын басында бұрын атқарылған зерттеу жұмыстарының нәтижесінде бастапқы мұнай қорының елеулі көбею әлеуеті анықталды. 2019 жылдың аяғында сынамалы жобаның аясында өнімді деңгейжиектін шеткі аймағында ұңғылар бұрғылануының арқасында кен орынның солтүстік жиегіндегі бұрғыланбаған аймақтың әлеуеті бар екені анықталды. Оны осы уақытқа дейін төмен келешекті қатарына жатқызған.

Авторлардың алдына кен орынның шеткі аймақтарын игеру келешегін бағалауына және кен орын солтүстік ернеуінің толық геологиялық моделін құрастыруына қатысты тапсырмалар қойылды. Толық модель – бұрғылау деректері мен кен орынның бұрғыланбаған бөліктерінде жүргізілген сейсмикалық зерттеулер нәтижелеріне негізделген флювиал жүйе элементтерінің дамуын болжауға бағытталған.

Арна кешендерінің таралу аумақтарын болжау үшін 2019 жылғы сапасы жоғары үшөлшемді сейсмикалық деректер пайдаланылды. Динамикалық талдаудың көмегімен арна кешендердің таралу аумақтарын түсіндірілуі және олардың жіктелуі зерттелуші кен орынның қойнауқат көлемі бойынша жүзеге асырылды. Қойнауқаттың шеткі аумағындағы ұсақ арналарды анықтауға және карта бетіне енгізуге ерекше көңіл бөлінді. Бұл жұмыстар жаңа деректерді ескере отыра ілгерідегі толық геологиялық модельдеуге және игеру әлеуетін бағалауға мүмкіндік береді.

Түйін сөздер: Шөгіннің жиналу жағдайлары, спектральді декомпозиция, геологиялық модельдеу, бастапқы геологиялық көлемдер, флювиал жүйесі

REVISING GEOLOGICAL MODEL FOR NORTH FLANK OF MAIN PRODUCTION INTERVAL IN OIL FIELD

D.M. Ialalov, M.V. Romashov, I.V. Oreshko,
I.P. Vorontsov, A.E. Ibraev

Based on the results of the previous works performed at the studied oil field, a significant potential for increasing initial oil reserves was established. Three wells were drilled in the edge zone

of the field at the end of 2019, which confirmed the potential in the undrilled area of the northern flank of the field. Until these wells were drilled, the edge zone was considered unpromising.

The authors have been tasked to assess perspectives of development of edge zones and build a detailed geological model for that area. The detailed model is intended to forecast the evolution of elements of the fluvial system for based on drilling data and results of seismic researches in undrilled parts of field.

In order to forecast the distribution zones of channel complexes, high-resolution 3D seismic data of 2019 were used. Based on the dynamic analysis, interpretation of the distribution zones of channel complexes and their classification within the studied reservoir layer were performed. The main focus was on identifying and mapping of small channels in the boundary zone of the reservoir with the aim of further detailed geological modeling and assessment of the development potential, taking into account new data.

Key words: sedimentation conditions, spectral decomposition, geological modeling, initial geological volumes, fluvial system

Информация об авторах

Ялалов Денис Мубаракянович – консультант по геологии, d.ialalov@niikmg.kz.

Ромашов Максим Викторович – консультант-геофизик, m.romashov@niikmg.kz.

Орешко Иван Владимирович – консультант-петрофизик, i.oreshko@niikmg.kz.

Воронцов Иван Павлович – консультант по геологии, i.vorontsov@niikmg.kz.

DeGolyer and MacNaughton Corp., филиал в Республике Казахстан, г. Нур-Султан

Ибраев Актан Ермекович – ведущий инженер, a.ibrayev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 004.932.2

ПРИМЕНЕНИЕ СВЕРТОЧНЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ В ЛИТОЛОГИЧЕСКОМ ОПИСАНИИ КЕРНА

И.Д. Муртазаев, Н.Ж. Конысов, Н.Б. Салиев

В статье на основании исследований изображений кернового материала была обучена сверточная нейронная сеть для распознавания литологии пород. Рассматриваются принципы работы сверточных нейронных сетей и их практическое применение в геологии. Была создана модель нейронных сетей по распознаванию литологии пород и при помощи смартфона применена на практике. В результате было определено, что новые технологии машинного обучения имеют большой потенциал применения в нефтепромысловом деле.

Ключевые слова: нейронная сеть, керн, литология.

Введение

Нейронная сеть (также искусственная нейронная сеть, далее – ИНС) — математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма [1]. Впервые термин «нейронная сеть» появился в середине XX века, и особую роль в развитии нейротехнологии сыграли У. Маккалок и У. Питтс [2]. Основное преимущество нейронных сетей – возможность их обучать с помощью «учителя». В послед-

ние десятилетия технологии нейронных сетей, машинного и глубокого обучения бурно развиваются в связи с увеличением вычислительных мощностей, появлением таких технологий, как BigData, и всеобщим интересом из разных отраслей. В современном мире новые технологии применяются в таких областях, как экономика, менеджмент, маркетинг, здравоохранение, промышленность и многих других отраслях. Применение нейронных сетей помогает решить задачи по распознаванию объектов, прогнозированию, оптимизации и

автоматизации и т.д. Цель данной работы – показать практическое применение нейронных сетей в распознавании в геологии, а именно в визуальном определении литологии пород на основе имеющихся изображений.

Сверточные нейронные сети

Самой большой проблемой ИНС при работе с большим количеством данных являлась вычислительная мощность компьютера. Чаще всего с этой проблемой сталкивались при работе с изображениями в связи с огромным количеством пикселей, необходимых для обработки каждым нейроном. Например, если бы надо было обработать изображение 800 x 800 пикселей, то каждому нейрону необходимо было бы обработать массив данных из 640 000 пикселей, а в ИНС количество нейронов может достигать сотен и даже тысяч в каждом слое. В наше время имеется много разных подходов для работы и обработки изображений при помощи ИНС, но самые лучшие результаты получаются посредством сверточных нейронных сетей. Сверточная нейронная сеть (Convolutional neural network, далее – СНС) – специальная архитектура ИНС, созданная Яном Лекуном в 1988 г. и нацеленная на эффективное распознавание образцов, входит в состав технологий глубокого обучения. Использует некоторые особенности зрительной коры, в которой были открыты так называемые простые клетки, реагирующие на прямые линии под разными углами, и сложные клетки, реакция которых связана с активацией определённого набора простых клеток. Таким образом, идея сверточных нейронных сетей заключается в чередовании сверточных слоёв (англ. convolution layers) и субдискретизирующих слоёв (англ. subsampling layers или англ. pooling layers, слоёв под выборки) (рис. 1) [3].

СНС в современных методиках применяется для классификации, распознавания объектов, сегментации и других задач

по обработке изображений. В основном СНС используют многомерные слои, зависящие от входных данных: двумерные при обработке изображений и трехмерные при добавлении цветных каналов изображений. Также имеются: входной слой, сверточный слой, слой субдискретизации, полносвязный слой, функция активации нейрона.

Использованные библиотеки

В наше время уже существуют готовые решения по распознаванию и классификации объектов на изображениях. В большинстве своем в ходе глубокого обучения используют библиотеки Keras [5], что является надстройкой над библиотекой Tensorflow [6]. Среди множества архитектур СНС мы выбрали передовую архитектуру сети – MobileNet [7]. MobileNet является разработкой компании Google, интегрированной в библиотеку Tensorflow. Tensorflow, Keras, MobileNet являются разработкой компании Google – IT-гиганта – распространяются свободно. Также компания Google запустила сайт сети Teachable Machine [8], построенной на этих библиотеках и являющейся сервисом для построения моделей машинного обучения.

Алгоритм СНС и MobileNet [9].

Алгоритм MobileNet построен на технологиях Depthwise Separable Convolutions (Поканальная раздельная свертка). Обычная свертка принимает входящий тензор F и создает исходящий тензор G:

$$F = D_f * D_f * M$$

$$G = D_f * D_f * N$$

где
F и G – входящий и исходящий тензоры соответственно;
 D_f – размер длины и ширины входящего тензора;
M – количество входящих каналов;
N – количество исходящих каналов.

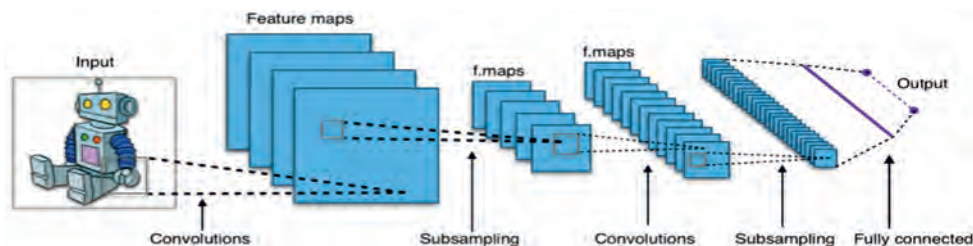


Рисунок 1. Алгоритм сверточных нейронных сетей [4]

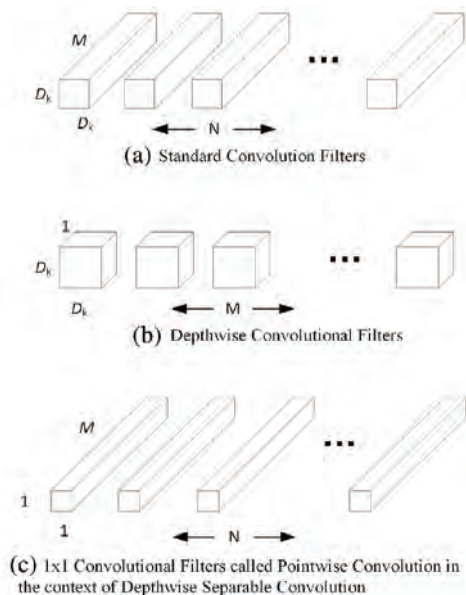


Рисунок 2. Алгоритм Depthwise Separable Convolutions [9]

Также создается сверточное ядро K:

$$K = D_k * D_k * M * N$$

где

D_k – размер длины и ширины ядра.

Исходящий тензор G рассчитывается по формуле:

$$G_{k,l,n} = \sum_{i,j,m} K_{i,j,m,n} * F_{k+i-1,l+j-1,m}$$

Общая вычислительная сложность данной процедуры составляет:

$$D_k * D_k * M * N * D_f * D_f$$

В MobileNet вместо стандартной свертки, используемой в СНС, свертка разделена на 2 вида: **depthwise convolution** и **pointwise convolution**. Первым этапом входное изображение обрабатывается сверткой pointwise convolution. На вход идет тензор F, а на выходе выдает тензор G (рис. 2):

$$F = D_f * D_f * M$$

$$G = D_f * D_f * (t * M)$$

где

t – гиперпараметр, названный уровнем расширения.

После этого происходит depthwise convolution. На вход подается тензор из предыдущей свертки $D_f * D_f * (t * M)$, а на выходе получается тензор $(D_f/s) * (D_f/s) * (t * M)$:

$$G = D_f * D_f * M$$

$$H = (D_f/s) * (D_f/s) * (t * M)$$

где

s – шаг свертки.

Третьим шагом идет 1 x 1 свертка с линейной функцией активации. На вход подается тензор $(D_f/s) * (D_f/s) * (t * M)$, а на выходе имеем тензор $(D_f/s) * (D_f/s) * (N)$:

$$H = (D_f/s) * (D_f/s) * (t * M)$$

$$I = (D_f/s) * (D_f/s) * N$$

Общая вычислительная сложность MobileNet составляет:

$$M * D_f * D_f * (D_k * D_k + N)$$

На практике MobileNet использует ядро с размером $D_k = 3$, что эксперимен-

Таблица 1. Сравнение MobileNet с популярными моделями

Модель	Точность	Миллионов Mult-Adds	Миллионов параметров
MobileNet 1.0	70,6%	569	4,2
GoogLeNet	69,8%	1550	6,8
VGG16	71,5%	15300	138

Type / Stride	Filter Shape	Input Size
Conv / s2	3 × 3 × 3 × 32	224 × 224 × 3
Conv dw / s1	3 × 3 × 32 dw	112 × 112 × 32
Conv / s1	1 × 1 × 32 × 64	112 × 112 × 32
Conv dw / s2	3 × 3 × 64 dw	112 × 112 × 64
Conv / s1	1 × 1 × 64 × 128	56 × 56 × 64
Conv dw / s1	3 × 3 × 128 dw	56 × 56 × 128
Conv / s1	1 × 1 × 128 × 128	56 × 56 × 128
Conv dw / s2	3 × 3 × 128 dw	56 × 56 × 128
Conv / s1	1 × 1 × 128 × 256	28 × 28 × 128
Conv dw / s1	3 × 3 × 256 dw	28 × 28 × 256
Conv / s1	1 × 1 × 256 × 256	28 × 28 × 256
Conv dw / s2	3 × 3 × 256 dw	28 × 28 × 256
Conv / s1	1 × 1 × 256 × 512	14 × 14 × 256
5× Conv dw / s1	3 × 3 × 512 dw	14 × 14 × 512
Conv / s1	1 × 1 × 512 × 512	14 × 14 × 512
Conv dw / s2	3 × 3 × 512 dw	14 × 14 × 512
Conv / s1	1 × 1 × 512 × 1024	7 × 7 × 512
Conv dw / s2	3 × 3 × 1024 dw	7 × 7 × 1024
Conv / s1	1 × 1 × 1024 × 1024	7 × 7 × 1024
Avg Pool / s1	Pool 7 × 7	7 × 7 × 1024
FC / s1	1024 × 1000	1 × 1 × 1024
Softmax / s1	Classifier	1 × 1 × 1000

Рисунок 3. Схема всех слоев MobileNet [9]

тально позволяет ускорить процесс вычислений в 8–9 раз при минимальной потере точности (табл. 1).

Далее следуют этапы из стандартной сверточной сети: подвыборочный слой с операцией average и обучение нейронной сети. Обучение нейронной сети происходит в 4 этапа: прямое распространение, расчет функции потерь, обратное распространение и обновление весов ядер. Особо важным этапом является расчет функции потерь, чаще всего она высчитывается по формуле:

$$MSE = \sum \frac{1}{2} (y' - y)^2$$

где

MSE – квадратичная функция потерь;

y' – реальный результат;

y – предсказанный результат.

Для подбора новых весов в ядре используется метод градиентного спуска по формуле:

$$w = w_i - \alpha \frac{dL}{dW}$$

где

w – обновленные веса;

w_i – изначальные веса;

α – скорость обучения;

$\frac{dL}{dW}$ – производная функции потерь.

Общая схема алгоритма MobileNet представлена на рис. 3.

Проектирование

Идея проекта заключалась в создании нейронной сети, которая могла бы определять литологию породы по изображению. Данная ИНС могла бы помочь полевым геологам, сотрудникам лабораторий и в целом интеграции новых технологий в нефтепромысловом деле. Для данного экспериментального проекта были использованы готовые методы решения задач по распознаванию объектов. В качестве входных данных были использованы Hi-Res (high-resolution – высокое разрешение) фотографии отобранного керна из месторождения **XXXX**. При помощи Teachable Machine на основе входных данных с учителем была создана модель ИНС. Для визуализации была использована программа TFL Classify [10] на смартфон с ОС Android 9. Последующим этапом было тестирование полученной модели на фотографиях керна того же месторождения, которые не принимали участия в тренировке ИНС.

Входные данные

Входными данными являлись высоко-разрешающие изображения (размером до 100 Мб) керна месторождения **XXXX**. Был использован 61 м керна из скважины №1. В среднем размер каждого изображения был 2000*16000 пикселей, глубина цвета – 24 (рис. 4). Также был получен и изучен седиментологический отчет, на основании которого изображения были поделены по



Рисунок 4. Пример необработанных изображений керна (1 м)

```

from PIL import Image
import os

litho_tuple = ("siltstone", "sandstone", "mudstone")

for name in litho_tuple:
    count = 0
    for filename in os.listdir(path = 'PATH to dir'):
        count+=1
    for images in range(1, count+1):
        im = Image.open("PATH to images")
        pixels = im.load() # список с пикселями
        x, y = im.size # ширина (x) и высота (y) изображения
        crop_count = y//x # количество квадратов для обрезки
        print(name, images, crop_count)
        for i in range(1):
            for j in range(crop_count):
                if i!=1 and j!=crop_count:
                    im.crop(box=(x*i, y/crop_count*j, x*(i+1)-1, y/crop_count*(j+1)-1)).save('PATH to save dir')

```

Рисунок 5. Скрипт на языке Python для обработки изображений

литологическому признаку. Изображения хранились в формате .tiff, в связи с чем первым этапом была конвертация в формат .png, который поддерживался Teachable Machine. Формат PNG был выбран в связи с отсутствием потери цвета и качества изображений в отличие от других форматов изображений.

В результате были получены 39 изображений песчаника, 19 изображений аргиллита, 22 изображения алевролита и 6 изображений угля. Изображения были разделены для обучения ИНС и для тестирования. Данные изображения также были разделены по вертикали на квадраты, стороны которых являются горизонтальной длиной изображения в пикселях (в среднем 450 пикселей). Для разделения был написан простой скрипт на языке Python.

В результате работы с входными данными были получены 218 изображений песчаника, 84 изображений аргиллита, 99

изображений алевролита и 6 изображений угля (рис. 5).

В качестве обучающей выборки были выбраны 198 изображений песчаника, 70 изображений аргиллита, 89 изображения алевролита и 4 изображения угля (табл. 2).

Обучение и выгрузка модели ИНС

В данной работе не исследовалось влияние трещин, корней, биотурбаций и пустот от штуффов в распознавании объектов, в связи с чем изображения для обучения не поддавались какой-либо обработке или фильтрации (в присутствии либо в отсутствие данных признаков). Данная выборка была загружена в Teachable Machine для обучения. В связи с тем, что общее количество изображений слишком мало (191 изображение), то были выставлены следующие настройки:

1. Количество эпох – 200. 1 эпоха означает, что каждая группа изображений проходит через обучение 1 раз.

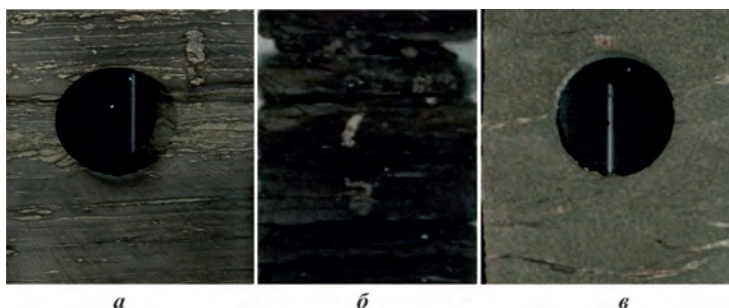


Рисунок 5. Используемые образцы керна:
а – уголь, б – аргиллит, в – песчаник

Таблица 2. Количество изображений в обучении и тестировании, ед.

Название породы	Общее кол-во изображений	Кол-во изображений в обучении	Кол-во изображений в тестировании
Песчаник	218	198	20
Аргиллит	84	70	14
Алевролит	99	89	10
Уголь	6	4	2

2. Размер групп – 64.1 группа означает, что все загруженные изображения делятся на группы по 64 и проходят обучение по группам.

3. Скорость обучения – 0,0001. Скорости обучения используются при методе градиентного спуска – обучение ИНС.

По результатам обучения статистика была следующей (рис. 6):

1. Точность – 87%. Точность означает, с какой вероятностью модель может распознать объекты.

2. Потери – 0,29. Потери высчитываются функцией потерь при обучении модели.

Данные по точности и потерям модели являются удовлетворительными, в связи с чем Модель была выгружена в формате .tflite (TensorFlow Lite [11]) для последующих визуализации и применения на смартфоне.

Результаты практического применения

Данная модель ИНС была использована для распознавания литологии керна посредством смартфона. Обученная Модель выгружалась в приложение на Android, и посредством камеры телефона были распознаны породы на подготовленных ранее изображениях. Изображения подготавливались посредством их разделения на отдельные фотографии отдельных литотипов из сопутствующего седиментологического отчета. Это сделано для того, чтобы в кадр не попадало более 1 породы из выборки, т.к. модель на дан-

ный момент только классифицирует, но не может сегментировать изображение. Из 20 изображений песчаника, 14 – аргиллита, 10 – алевролита и 2 изображения угля было распознано 89% всех пород с вероятностями 85+% (рис. 7). Самые низкие показатели по распознаванию были между аргиллитом и алевролитом, что связано, в первую очередь, с невозможностью точно определить аргиллит или алевролит только по цвету или переслаиванию. Также модель была опробована на керне месторождения Узень: было выбрано 20 изображений, модель распознала 12 изображений песчаника и 8 изображений переслаивания песчаника. Однако процент вероятности не всегда достигал 80+%. Это связано с тем, что на обучение и распознавание влияют много факторов: различное качество фотографий, различное освещение, различный цвет пород. Для устранения данных недочетов рекомендуется увеличить количество изображений пород, дополняя ее изображениями из других месторождений, т.к. 300+ изображений для обучения ничтожно мало: в среднем выборки состоят из десятков или сотен тысяч изображений. Также рекомендуется стандартизировать правила съемки керна в области освещений и качества съемки.

На данном этапе распознавание литологии является лишь показательным примером. Ведутся работы по созданию нейронной сети, которая могла бы определять

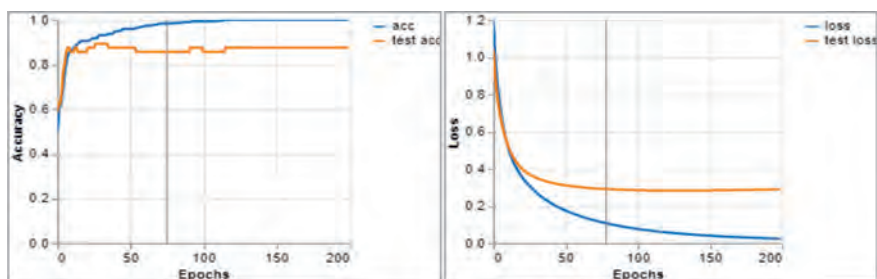


Рисунок 6. Статистика модели:
а – функция потерь, б – точность модели

обстановки осадконакопления по внешним признакам: слоистость, литология, биотурбация, наличие корней деревьев и т.д. Также ведутся работы по созданию модели сегментации с последующей классификацией изображений и работы по созданию собственного приложения-визуализатора.

Выводы

В данной работе был рассмотрен один из способов применения машинного обучения в области нефти и газа. Как видно из работы, область применения новых технологий очень обширна и может применяться во всех сферах нефтепромышленного дела, начиная с геологии и заканчивая экономикой.

Данное исследование показало возможность применения технологии нейронных сетей для распознавания литологии ядра. В случае дальнейшего развития это-

го направления возможно создать приложение с обученной моделью для применения в производстве. Это облегчит не только работу геологам в поле, но и специалистам в лабораториях, и, возможно, будет применяться специалистами других направлений. В будущем планируется развивать данную тематику посредством увеличения обучающей выборки, увеличения распознаваемых объектов и, вероятно, подключения данной модели к технологии Big Data.

Машинное обучение не может полностью заменить человека, т.к. будет выдавать ошибки при столкновении с задачами, которые не были предусмотрены во время обучения. Однако при правильной настройке и обучении эти технологии могут автоматизировать многие процессы, освобождая специалистов от выполнения рутинной работы, но сохраняя задачу проверки качества работы ИНС – QC.

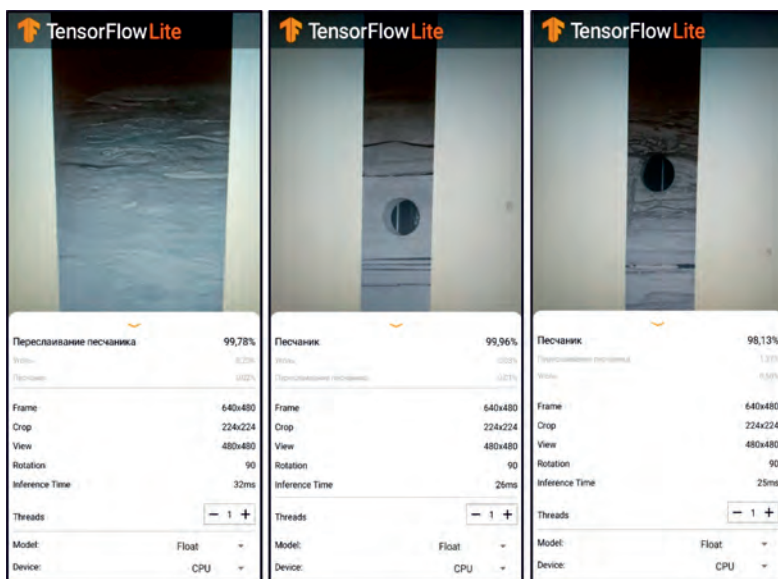


Рисунок 7. Примеры использования приложения

Список использованной литературы

1. https://ru.wikipedia.org/wiki/Нейронная_сеть.
2. Мак-Каллок У.С., Питтс В. Логическое исчисление идей, относящихся к нервной активности. – Архивная копия, 1956, с. 363–384.
3. https://ru.wikipedia.org/wiki/Свёрточная_нейронная_сеть.
4. Aphex34 – собственная работа: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=45679374>.
5. Keras API. <https://github.com/keras-team/keras>.
6. TensorFlow API. <https://github.com/tensorflow/tensorflow>.
7. Архитектура MobileNet. <https://github.com/tensorflow/models/tree/master/research/slim/nets/mobilenet>.
8. Утилита для обучения ИНС TeachableMachine. <https://github.com/googlecreativelab/teachablemachine-community>.
9. Andrew G. Howard, Menglong Zhu, Bo Chen, Dmitry Kalenichenko, Weijun Wang, Tobias Weyand, Marco Andreetto, Hartwig Adam MobileNets: Efficient Convolutional Neural Networks for Mobile Vision Applications. <https://arxiv.org/abs/1704.04861>.
10. Приложение TFL Classify. https://github.com/tensorflow/examples/tree/master/lite/examples/image_classification/android.
11. Портативный формат TensorFlow для мобильных устройств. <https://www.tensorflow.org/lite>.

КЕРННІҢ ЛИТОЛОГИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫНДА ҮЙРТКІЛІ НЕЙРОНДЫҚ ЖЕЛІЛЕРДІ ҚОЛДАНУ

И.Д. Муртазаев, Н.Ж. Конысов, Н.Б. Салиев

Мақалада керндік материалдың (бейнелер) негізінде тау жыныстарының литологиясын тануға арналған үйірткілі нейрондық желіні оқыту әдісі сипатталады. Модельді оқыту үшін кейіннен алдын ала өңделетін керннің Hi-Res фотосуреттері қолданылған. Үйірткілі нейрондық желілердің жұмыс жасау қағидалары және олардың геологияда практикалық қолданылуы қарастырылады. Мобильді смартфонның, тау жыныстарының литологиясын танитын нейрондық желілер моделінің көмегімен қолдану және пайдалану нәтижелері сипатталған. Нәтижесінде машинамен оқытудың жаңа технологиялары мұнай кәсіпшілігі ісінде үлкен әлеуетке ие екендігі анықталды.

Түйін сөздер: нейрондық желі, керн, литология.

APPLICATION OF CONVOLUTIONAL NEURAL NETWORKS IN THE LITHOLOGICAL DESCRIPTION OF THE CORE

I.D. Murtazayev, N.Zh. Konyssov, N.B. Saliyev

The article describes a method for training a convolutional neural network for rock lithology recognition based on images of core material. High Resolution (Hi-Res) photos were used for training models. The principles of convolutional neural networks and their practical application in geology are considered. As an outcome of this work, the model of neural networks for recognizing rock lithology was created and applied in practice using a smartphone. It was established that many ML and DL technologies potentially can be applicable for oil and gas industry.

Key words: neural network, core, lithology.

Информация об авторах

Муртазаев Ислам Дильмуханұлы – инженер департамента промысловой геологии и геологического моделирования, i.murtazayev@niikmg.kz

Конысов Насен Жанибекович – старший инженер департамента промысловой геологии и геологического моделирования, n.konyssov@niikmg.kz.

Салиев Нурлан Бакитжанович – директор департамента промысловой геологии и геологического моделирования, n.saliyev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.323

АНАЛИЗ СНИЖЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАШАГАН

Б.К. Хасанов, Ж.М. Серниязов

В статье рассматриваются причины образования минеральных отложений солей на забое скважин месторождения Кашаган. На уровне скважин представлены результаты изучения давления и температуры начала отложения солей, а также зависимость между вышеуказанными физическими параметрами работы скважин и значения продуктивности в процессе солеотложения.

Ключевые слова: Кашаган, скважина, забой, кальцит, солеотложения, осадконакопление, дегазация, продуктивность скважин, теплота кристаллизации, критическое давление начала отложения кальцита и интенсивного снижения продуктивности скважины, темп снижения продуктивности скважины.

На начальной стадии разработки месторождения в 4 скважинах острова D произошли интенсивные снижения продуктивности. В результате анализа глубинных проб, отобранных в 2 скважинах, выявлено отложение кальцита (CaCO_3) в скважинах.

Отложение солей – одна из многих проблем, возникающих в процессе разработки месторождения. Источником выделения солей являются пластовые воды. Равновесное состояние пластовых вод, являющихся сложными системами, легко нарушается с изменением пластовых условий: давление и температура, контакт с другими пластовыми или пресными водами [1].

Месторождение Кашаган характеризуется аномально высокими пластовым давлением, температурой и содержанием в пластовой воде ионов кальция, текущей обводненностью добываемой продукции 0,5%, а также отсутствием системы заводнения. В случае с данным месторождением причиной выпадения кальцита является изменение термобарических условий на забоях добывающих скважин в процессе эксплуатации.

Как известно, в добывающих скважинах по мере подъема продукции происходит:

- снижение температуры, при этом растворимость карбоната кальция увеличивается. Рентгеноструктурный и термический анализ образцов отложений на разных скважинах и оценка условий их формирования показывает, что кальцит формируется преимущественно при низких пересыщениях и высоких температурах [3];

- уменьшение давления, что вызывает понижение растворимости карбоната кальция. По мере снижения давления и де-

газации пластовых вод может существенно измениться показатель pH, влияющий на растворимость солей. Например, при дегазации сероводородсодержащих вод, пересыщенных ионами кальция, pH среды увеличивается вследствие выделения сероводорода и углекислого газа из пластовых вод, что приводит к образованию малорастворимого осадка карбоната кальция [1]. Растворимость большинства минералов уменьшается в 2 раза на каждые 480 бар уменьшения давления [2].

В большинстве добывающих скважин месторождения Кашаган, включая скважины, где обнаружены выпадения кальцита, установлены постоянные глубинные манометры и термометры. Непрерывная регистрация давления и температуры на забое дает возможность оценить на уровне скважин совместное проявление вышеприведенных 2 противоположно направленных факторов на процесс солеотложения.

Для всех скважин с наличием на забое постоянных глубинных манометров и термометров построены графики динамики добычи нефти, а также зависимости дебита нефти и температуры от забойного давления. На рис. 1–4 приведены примеры анализа скважины, в периоды эксплуатации которой на забое произошло отложение кальцита. Для удобства анализа время работы скважин поделено на несколько периодов (групп).

Из динамики показателей скважины установлено, что процесс осадконакопления сопровождается закономерным выделением тепла, или так называемой теплотой кристаллизации – резким ростом температуры, – и снижением продуктивности скважин.

Таким образом, из динамики изменения температуры и коэффициента про-

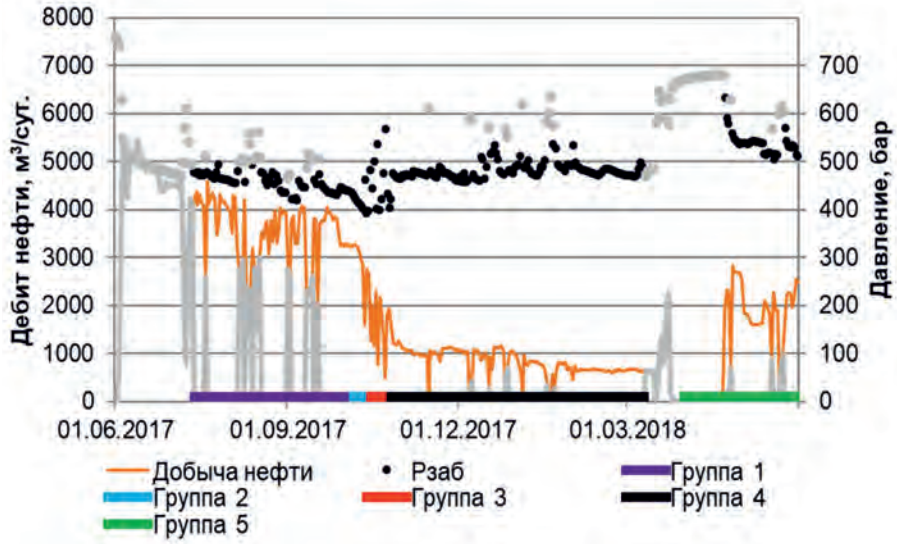


Рисунок 1. Динамика технологических показателей

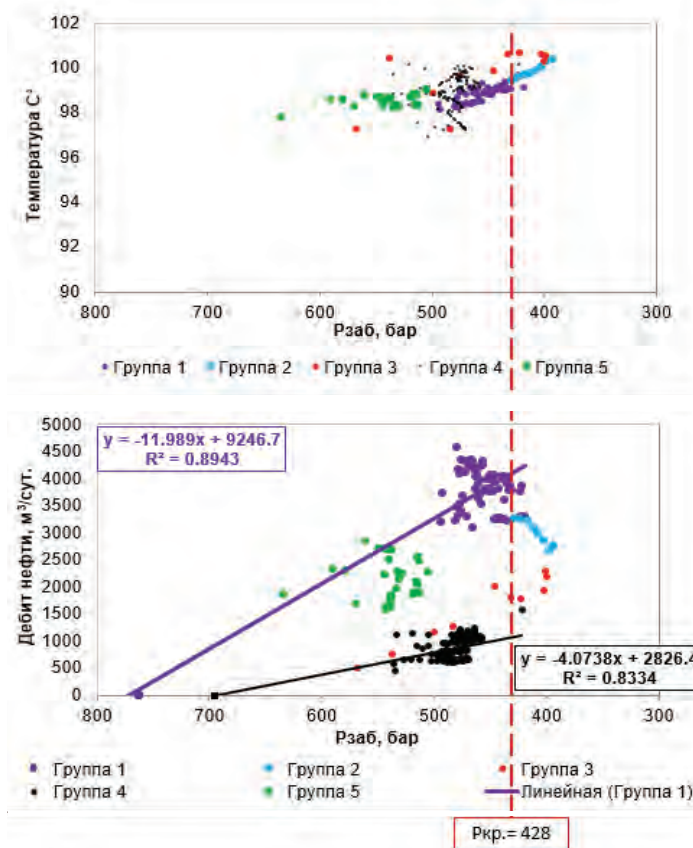


Рисунок 2. Зависимость дебита нефти и температуры от забойного давления

дуктивности можно выявить скважины с отложением кальцита, а также определить критическое давление (далее – $P_{кр.}$) начала отложения (рис. 2).

Как показывает анализ работ скважин, солеотложение имеет локальный характер. Интенсивные отложения кальцита выявлены только в 4 скважинах, расположенных в платформенной части, с начальной продуктивностью ниже $12 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{бар})$. Это объясняется притоком флюида в скважины преимущественно из матричной части гидрофобного коллектора с содержанием рассеянной реликтовой воды. В скважинах, расположенных ближе к переходной

(транзитной) и в римовой зоне, характеризующейся трещиноватостями и наличием карстов, признаки интенсивного отложения кальцита не наблюдаются вследствие основного притока продукции из системы трещин и карстов, где отсутствует реликтовая вода.

Во всех скважинах с отложениями кальцита наблюдается снижение коэффициента продуктивности при снижении забойного давления ниже $P_{кр.}$ (рис. 3–4). Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления ниже $P_{кр.}$ выражается следующей эмпирической формулой:

$$K_{\text{прод}}^{t \text{ скв}} = K_{\text{прод}}^{\text{нач}} * e^{-S*(P_{кр.} - P_{\text{заб}})} \quad (1)$$

где:

$K_{\text{прод}}^{t \text{ скв}}$ – текущий коэффициент продуктивности;

$K_{\text{прод}}^{\text{нач}}$ – начальный коэффициент продуктивности;

S – темп снижения продуктивности;

$P_{кр.}$ – критическое давление начала осадконакопления;

$P_{\text{заб}}$ – забойное давление.

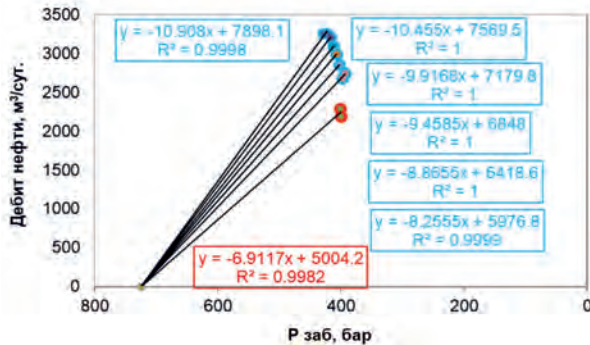


Рисунок 3. Зависимость дебита нефти и температуры от забойного давления процессе осадконакопления

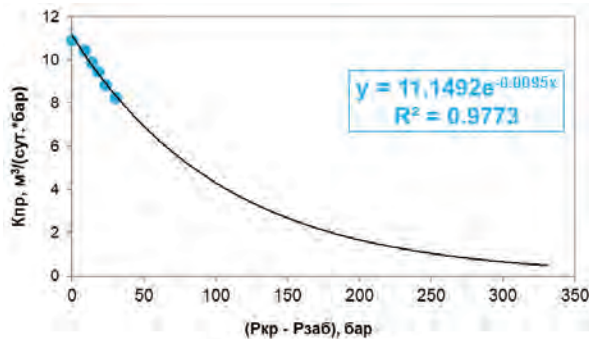


Рисунок 4. Зависимость коэффициента продуктивности от разницы критического давления и текущего забойного давления

Критическое давление начала отложения кальцита (Ркр) по скважинам варьируется от 405 до 485 бар. Расхождения значений критического давления можно объяснить начальной продуктивностью скважин (рис. 5, а). В относительно низкопродуктивных скважинах предполагается приток преимущественно из матричной части с содержанием реликтовой воды. При этом процесс отложения кальцита возможен при достижении объемов добычи, способствующих условию образования в забоях скважин самостоятельной фазы воды, достаточной для интенсивного выпадения кальцита.

Ниже приведена зависимость критического давления (Ркр.) от начальной продуктивности скважины (рис. 5, а):

$$P_{кр} = 18,648 * K_{прод}^{нач} + 254 \quad (2)$$

Необходимо отметить, что чем ниже начальная продуктивность, тем интенсивнее снижается продуктивность (рис. 5, б):

$$S = 5,0184 * e^{-0,617 * K_{прод}^{нач}} \quad (3)$$

На основе выше определённых закономерностей (формулы 1–3) получен обобщённый тренд снижения продуктивности, зависящий от начальной продуктивности и режима работы скважины:

$$K_{прод}^t = K_{прод}^{нач} * e^{-\left(5,0184 * e^{-0,617 * K_{прод}^{нач}}\right) * \left((18,648 * K_{прод}^{нач} + 254) - P_{заб}\right)} \quad (4)$$

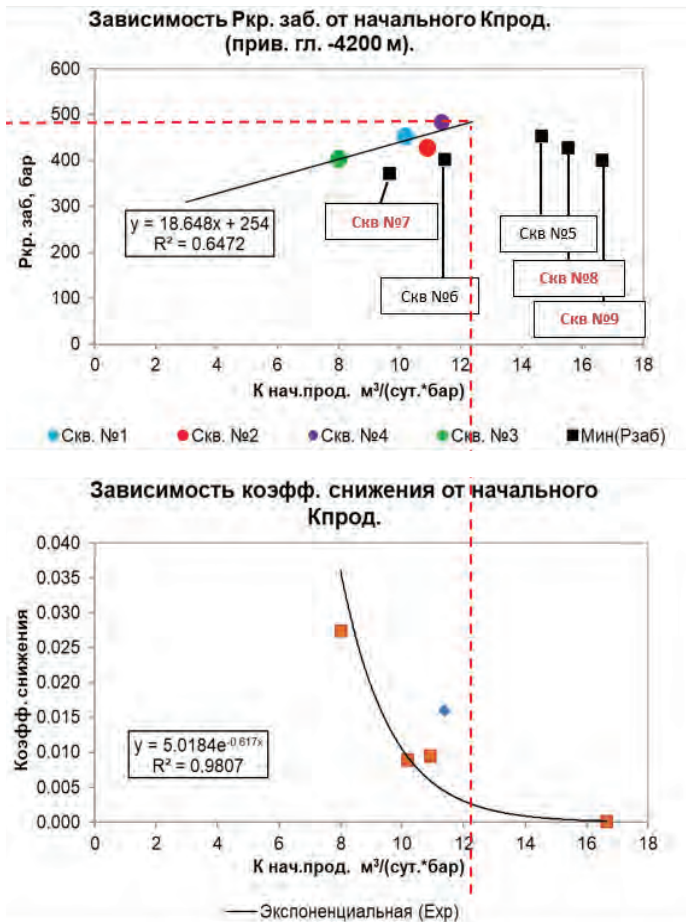


Рисунок 5. Зависимость Ркр. (а) и темпа снижения (б)

Данную зависимость предложено использовать при адаптациях гидродинамической модели на историю разработки скважин с продуктивностями ниже $12 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{бар})$.

Также необходимо отметить, что на значение давления начала отложения кальцита ($P_{кр}$) влияет минеральный состав добываемой воды. С одной стороны, растворимость карбонатов кальция и магния повышается в присутствии их хлоридов, равно как и в присутствии NaCl , с другой стороны, можно полагать, что в присутствии NaHCO_3 растворимость карбонатов кальция и магния, вероятно, не претерпевает существенных изменений [4]. Относительно высокое содержание ионов Na^+ и Cl^- в подошвенных водах, возможно, является причиной отсутствия выпадения кальцита в скважине, расположенной в периферийной части месторождения в период прорыва подошвенной воды и роста обводненности до 20% (рис. 6).

Также необходимо отметить, что на интенсивность и скорость отложения солей влияет конструкция скважины. Местами выпадения кальцита являются такие дефекты поверхности, как неровности поверхности труб, область перфорационных отверстий эксплуатационных колонн, а также стыки и сварочные швы труб.

На месторождении Кашаган процесс отложения кальцита на забое скважин объясняется наличием в матричной части определенной доли реликтовой воды. Анализ показывает, что единое значение

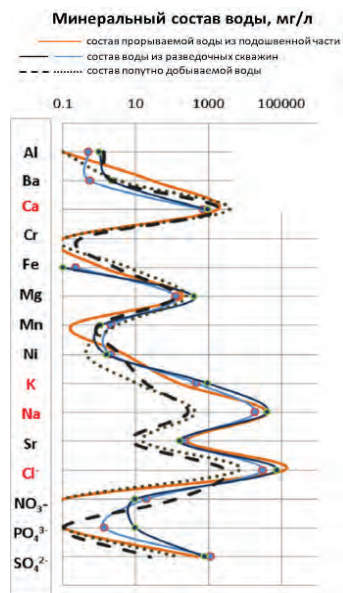


Рисунок 6. Минеральный состав воды

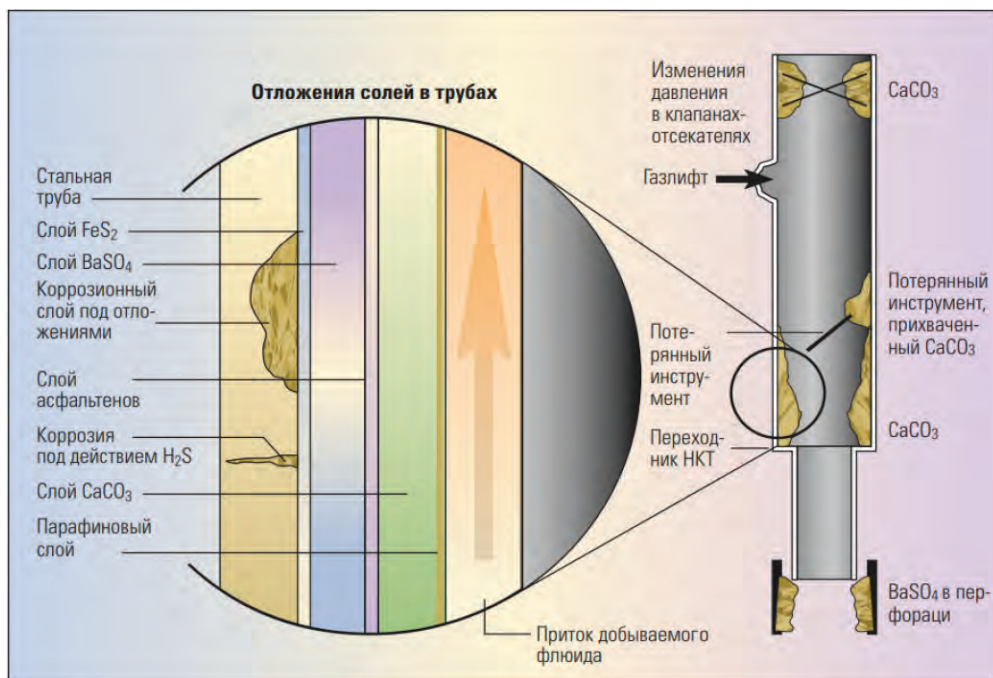


Рисунок 7. Пример солеотложения внутри труб [2]

Ркр для всех скважин установить невозможно ввиду влияния факторов, описанных выше. В условиях неопределённости точных значений давления отложения кальцита предлагается вести постоянный мониторинг динамики забойного давления, температуры и продуктивности скважин, особенно при изменении режимов работы. Также необходимо подобрать эффективные реагенты обработки скважин,

замедляющие процесс отложения кальцита.

Полученные значения Ркр. начала отложения кальцита находятся выше утверждённых ограничений по режиму работы добывающих скважин и являются дополнительными ограничениями режима, которые необходимо учитывать при планировании полномасштабного освоения месторождения.

Список использованной литературы

1. Хисамутдинов Н.И., Тахаутдинов Ш.Ф., Телин А.Г., Зайнетдинов Т.И., Тазиев М.З., Нурмухаметов Р.С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. – М., ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001, 184 с.
2. Крабтри М., Эслингер Д. и др. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования. – Нефтегазовое образование, 2002, 54 с.
3. Ахмедов Г.Я. Твердые отложения карбоната кальция в геотермальных системах. – Альтернативная энергетика и экология, 2010, с. 81.
4. Перельман Ф.М. Изображение химических систем с любым числом компонентов. – М., Наука, 1965 г. 100 с.

ҚАШАҒАН КЕН ОРНЫНДАҒЫ ҰҢҒЫМА ӨНІМДІЛІГІНІҢ ТӨМЕНДЕУІН ТАЛДАУ

Б.К. Хасанов, Ж.М. Серниязов

Мақалада Қашаған кен орнының ұңғымаларының түбінде минералды тұздар пайда болу себептері талқыланады. Ұңғыма деңгейінде тұзды тұндырудың қысымы мен температурасын зерттеудің нәтижелері, сонымен қатар тұзды құю процесінде ұңғымалардың жоғарыдағы физикалық параметрлері мен өнімділігі арасындағы байланыс көрсетілген.

Түйінді сөздер: Қашаған, ұңғыма, ұңғыма түбі, кальцит, тұздың тұнуы, тұндыру, газсыздандыру, ұңғыманың өнімділігі, кристалдану жылуы, кальцит тұнуының критикалық қысымы және ұңғыма өнімділігінің қарқынды төмендеуі, ұңғыма өнімділігінің төмендеу қарқыны.

ANALYSIS OF THE WELL PRODUCTIVITY DECLINE IN THE KASHAGAN FIELD

B.K. Khassanov, Zh. M. Serniyazov

The article discusses causes of the mineral salt deposition at the bottomhole of wells in Kashagan fields. The results of analyzing the pressure and temperature at the beginning of scaling process and well productivity dependence on it are presented at the well level.

Key words: Kashagan, borehole, bottomhole, calcite, scaling, sedimentation, degassing, well productivity, heat of crystallization, critical pressure of the onset of calcite deposition and an intensive decrease in well productivity, rate of decrease in well productivity.

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – генеральный директор (председатель Правления).
Серниязов Жалгас Манарбекович – ведущий инженер отдела секторного моделирования, zh.serniyazov@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.276.652

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН В МЕЛОВЫХ ГОРИЗОНТАХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КЕНБАЙ

**М. Шакенулы, Б.Е. Жиенгалиев,
М.С. Кустанов, А.К. Гарифов, А.С. Даулетов**

В связи с сокращением запасов легкой нефти нефтяные компании все больше внимания уделяют трудноизвлекаемым запасам, в частности, залежам с высоковязкой нефтью. Неглубоко залегающие нефтяные залежи в основном сосредоточены в меловых горизонтах, в западном регионе страны, вдоль побережья Каспия. Одной из них является залежь с высоковязкой нефтью, состоящая из 3 меловых горизонтов участка Молдабек Восточный месторождения Кенбай, где сконцентрировано 54,5 млн т нефти, из которых 19,5 млн т являются извлекаемыми. Текущая выработка запасов составляет 5% от начальных извлекаемых запасов, а утверждённый проектный коэффициент извлечения нефти предполагает полномасштабное применение термических методов увеличения нефтеотдачи. Целью данной работы является подбор наиболее подходящего метода термического воздействия и оценка перспективы внедрения с расчётом экономической целесообразности. С учетом геологических особенностей залежи пароциклическая обработка скважин была выбрана как оптимальный метод увеличения нефтеотдачи. По результатам расчетов на гидродинамической модели стартовые дебиты с применением технологии пароциклической обработки добывающих скважин в 2–3 раза выше по сравнению с дебитами при «холодной добыче»: разность по накопленной добыче за 5 лет составляет 20–30%.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, разработка нефтяных месторождений, повышение нефтеотдачи пластов, тепловые методы воздействия, закачка пара, пароциклическая обработка скважин.

Ситуация на мировом нефтяном рынке последние полгода напоминает слова бывшего министра нефти Саудовской Аравии Ахмеда Заки Ямани: «Каменный век закончился не потому, что закончились камни, и также нефтяной век закончится не потому, что закончится нефть» [1]. Тем не менее для Казахстана, экспортирующего около 80% произведенной нефти, что составляет 2/3 доходов от экспорта и формирует почти 3/4 ВВП, нефтяная промышленность остаётся бесменным драйвером национальной экономики [2]. Однако нельзя не согласиться с выражением, ставшим часто употребляемым в последнее десятилетие: «Эпоха легкой нефти подходит к концу». Начинается эпоха тяжелой нефти (как по плотности, так и по степени сложности ее разработки). Это дает дополнительный импульс АО «Эмбаунайгаз» для внедрения новых техник и технологий извлечения высоковязких нефтей, запасы которых составляют 37% от всех запасов недропользователя. Основная доля запасов высоковязкой нефти, ориентировочно 36%, сконцентрирована на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай.

Участок Молдабек Восточный месторождения Кенбай вступил в разработку в 1999 г. В разработке находится 10 продуктивных пластов, 3 из которых приурочены

к меловым отложениям, 7 – к юрским. Все пласты объединены в 7 объектов разработки. Основная добыча по месторождению обеспечивается объектами по юрским отложениям (рис. 1). На начало текущего года добыча по чисто меловым отложениям составляет ~14% от всей добычи, при этом действующий фонд добывающих скважин по мелу (I и II объекты) составляет ~43%. Разработка меловых горизонтов осложнена из-за высокой вязкости нефти: её среднее значение по горизонтам превышает 200 сП.

Текущая выработка запасов по мелу очень низкая, извлечение при текущей схеме разработки, вероятнее всего, не превышает 5% от начальных извлекаемых запасов, при этом именно меловые отложения обладают максимальными геологическими и извлекаемыми запасами (рис. 2). Утверждённый проектный коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) объекта I составляет 38% и предполагает полномасштабное применение термальных методов разработки.

Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при применении тепловых методов являются: снижение вязкости нефти, термическое расширение породы и флюидов, а также паровая дистилляция нефти (испарение нефти в зоне высокой

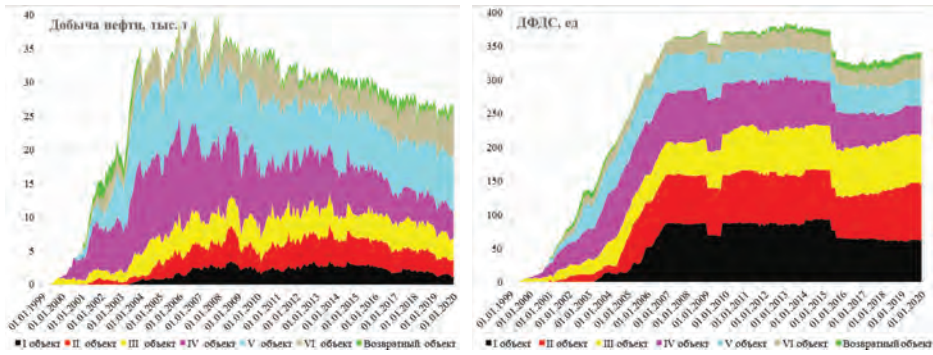


Рисунок 1. Добыча нефти и действующий фонд добывающих скважин по объектам

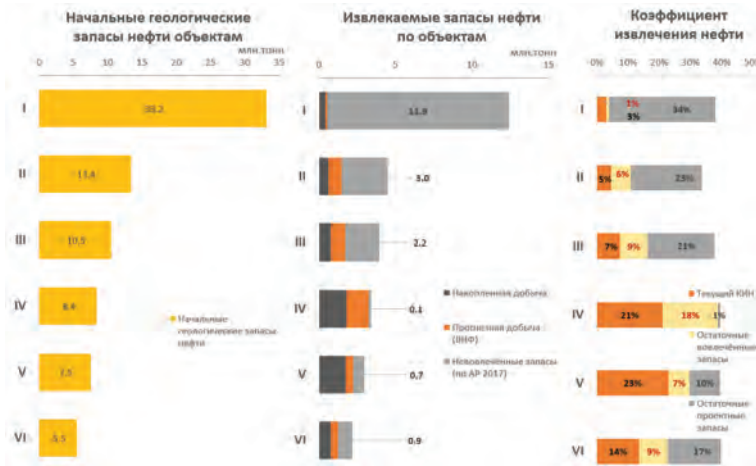


Рисунок 2. Начальные геологические запасы, текущий и прогнозируемый КИН, доля невовлеченных запасов по объектам

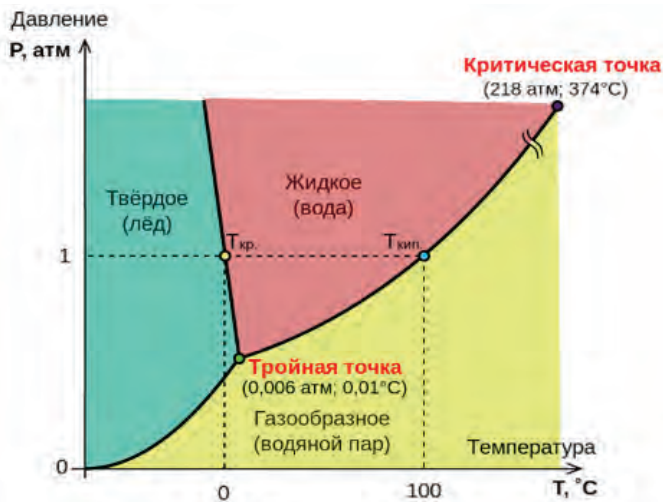


Рисунок 3. Фазовая диаграмма воды [4]

температуры с последующей конденсацией в зоне пониженной температуры). Существуют следующие технологии тепловых методов воздействия:

- закачка теплой или горячей воды;
- площадная закачка пара через нагнетательные скважины;
- пароциклическая обработка добывающих скважин (далее – ПЦОС);
- парогравитационное дренирование (далее – ПГД);
- внутрипластовое горение (далее – ВПГ).

На сегодняшний день наилучшими теплоносителями являются вода и пар. При этом теплосодержание пара на единицу массы выше, чем у воды, при одной и той же температуре. С повышением давления температура парообразования увеличивается (рис. 3), что в свою очередь приводит к росту теплопотерь в системе, и это повышает требования к наземному и подземному оборудованию и, соответственно, увеличивает его стоимость. В этой связи технико-экономическая эффективность применения технологии закачки пара снижается с ростом глубины залегания пласта. Необходимо также отметить, что приемистость скважин по пару несколько выше, чем при закачке воды из-за вязкости и трения [3].

Существует и другой метод теплового воздействия, при котором тепло генерируется непосредственно в пласте за счёт экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом в закачиваемом воздухе. Суть технологии ВПГ заключается в создании и продвижении фронта горения внутри пласта посредством постоянной закачки воздуха. Данная технология позволяет обеспечить огромную тепловую энергию, при этом часть нефти в пласте расходуется в качестве топлива [5].

В настоящее время наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на нагнетании пара: ПГД, практическое применение которого распространено в месторождениях Атабаска, Колд Лейк Орион (Канада), Ориноко Велт (Венесуэла), Ашальчинское (Россия), и ПЦОС, применяемая в месторождениях Керн Ривер, Сан Андро и Вайг Вольф (США), Альберта (Канада), Усинское (Россия). Технология ПЦОС также успешно применяется при разработке казахстанских месторождений с высоковязкими нефтями (Кенкияк, Кумсай) и природного битума (Мортук) [6].

Технология ПГД предусматривает бурение 2 горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся в выдержанных по толщине нефтенасыщенных пластах вдоль подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина бурится выше на 5 м и используется для непрерывной закачки пара в пласты. Закачиваемый пар из-за разницы плотностей движется вверх, создавая увеличивающуюся в размере высокотемпературную зону. В условиях контакта горячей зоны пара и холодной нефти непрерывно происходит теплообмен, в результате которого происходит нагрев и испарение нефти. При нагреве нефти происходит снижение вязкости и, как следствие, увеличение подвижности.

Разогретая нефть становится более мобильной и под действием силы тяжести стекает вниз к добывающей скважине. При этом за счет кондуктивного переноса тепла разогревается зона пласта между нагнетательной и добывающей скважиной, тем самым обеспечивая гидродинамическую связь между скважинами [7]. Основным критерием эффективного применения данной технологии является выдержанность продуктивного пласта по вертикали для формирования паровой камеры над нагнетательной скважиной и обеспечения гидродинамической связи между добывающей и нагнетательной скважинами. Многолетний зарубежный опыт по применению данной технологии указывает на ее целесообразность при наличии выдержанных толщин продуктивного пласта не менее 10 м.

На рассматриваемом месторождении продуктивные толщи мела представлены пластами М-I, М-II и М-III. *Горизонт М-I* (I объект) состоит из 3 продуктивных пластов (А, Б, В) со своими самостоятельными флюидальными контактами. Наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты А и Б, нижний пласт В на большей части площади замещен глинистыми и плотными породами. К *продуктивному пласту М-I-A* приурочена газонефтяная залежь пластово-сводового типа, где основную долю по вертикали составляет газовая шапка. Продуктивный пласт *М-I-B* осложнен газовой шапкой в восточной части месторождения, наиболее выдержанные толщины прослеживаются в II блоке пласта (западное крыло месторождения). К горизонту М-II (II объект) приурочены нефтяные залежи пластово-сводового типа, литологически и тектонически экранированные. Основные выдержанные зоны

прослеживаются в I блоке. Стоит также отметить, что на юго-западной части I блока данного горизонта применяется технология полимерного заводнения. *Горизонт М-III* состоит из нескольких тонких пропластков и прослеживается достаточно хорошо по всей площади, разрабатывается совместно с горизонтом Ю-I в составе III объекта.

Учитывая геологические особенности строения залежи, наиболее подходящими для технологии ПГД являются горизонт М-II и продуктивный пласт М-I-Б. По продуктивному пласту М-I-Б основные выдержанные зоны прослеживаются во II блоке. Встречаются отдельные зоны с мощностями более 10 м, которые по соседним скважинам не прослеживаются. В горизонте М-II мощные продуктивные пласты разделены выдержанными по разрезу плотными слоями, а в некоторых скважинах глинистым пережимом. Встречаются также отдельные зоны, где толщина пропластков превышает 10 м, однако по соседним скважинам однородность пласта не прослеживается. Таким образом, по результатам тщательного анализа выявлено, что на участке Молдабек Восточный месторождения Кенбай не имеется перспективных залежей для применения технологии ПГД, т.к. отсутствуют выдержанные по толщине продуктивные пласты (более 10 м), отвечающие требованиям применимости данной технологии. В связи с чем было решено рассмотреть варианты применения технологии пароклического воздействия с применением горизонтальных скважин (далее – ГС).

По технологии ПЦОС ствол добывающей скважины используется для поочередной закачки пара и добычи. Процесс технологии заключается в последовательной реализации 3 этапов (операций):

- закачка пара;
- пропитка;
- добыча.

На первом этапе в добывающую скважину в течение определенного периода времени закачивается пар в пласт. Далее скважина останавливается на пропитку. Во время этого этапа происходит завершение миграции пара в кровельную часть пласта с формированием паровой камеры, конденсацией пара в призабойной зоне пласта с передачей тепла пластовым флюидам, в результате которого происходит нагрев нефти и снижение вязкости. Так же, как и при реализации ПГД, происходит «стеkanie» разогретой нефти в подошвенную зону пласта, где происходит отбор нефти на этапе добычи. Определенное влияние на

добычу оказывают капиллярные силы, значимость которых увеличивается при снижении вязкости нефти. После определенного времени скважина запускается, и добыча возобновляется. В процессе эксплуатации по мере остывания прогретой зоны пласта дебит скважины снижается. Весь этот процесс составляет один цикл, и он повторяется до предельного рентабельного дебита [8, 9].

Эффективность от цикла к циклу постепенно снижается по мере выработки запасов в непосредственной близости к стволу скважины и росту площади контакта паровой камеры с перекрывающими породами (увеличение теплопотерь через кровлю пласта). При снижении эффективности, как правило, происходит корректировка режима работы скважины (изменение длительности циклов) или модификация технологии (добавление различных газов в пар). Немаловажное значение для экономической эффективности проектов ПЦОС является оптимизация работы парогенераторных установок [10].

Основным минусом технологий, связанных с закачкой пара, является необходимость наличия источника пресной воды, поскольку парогенераторы, как газовые, так и дизельные, чувствительны к качеству используемой воды. Использование подтоварной воды, которая применяется в системе поддержания пластового давления, невозможно. Требуется источник пресных вод – обычно используются водозаборные скважины – и следует обеспечить полную подготовку воды до необходимого качества.

Для принятия решения по внедрению данного метода повышения нефтеотдачи на участке Молдабек Восточный требуется провести оценку его технико-экономической целесообразности.

Работу по проведению оценки решено провести 2 этапа:

- Этап I. Экспресс-оценка технико-экономической эффективности ПЦОС на участке Молдабек Восточный. Задачей данного этапа является предварительная оценка возможных дебитов по технологии ПЦОС с горизонтальными скважинами, оценка качества и наличия данных для моделирования процесса.

- Этап II. Технико-экономическая оценка внедрения ПЦОС на участке Молдабек Восточный. Задачей II этапа является проведение технико-экономической оценки эффективности технологии с учётом оптимизации работы скважин ПЦОС, интерференции скважин ПЦОС с действующим фондом скважин на базе актуали-

зированной геологической и гидродинамической моделей с учетом ограничений оборудования (парогенераторов).

Для решения задач I этапа группой специалистов ТОО «КМГ Инжиниринг» была инициирована работа по моделированию пароциклической обработки скважин в проектных горизонтальных скважинах на действующей геолого-гидродинамической модели месторождения. В качестве отправной точки принята гидродинамическая модель (далее – ГДМ), построенная по состоянию на сентябрь 2018 г. Для проведения расчётов по технологии ПЦОС проделана следующая работа:

- экспертиза ключевых моментов (инициализация, модель PVT, качество адаптации) по ГДМ от 2018 г.;

- корректировка проблемных моментов;
- адаптация ГДМ (рис. 4–5);
- дополнение ГДМ «термальными» свойствами породы и насыщающих её флюидов;
- предварительная оценка основных параметров добычи для ГС при «холодной добыче» и с применением ПЦОС.

Для построения зависимости вязкости нефти от температуры (рис. 7) использованы данные лабораторных исследований по зависимости вязкости рекомбинированных проб нефти участка Молдабек Восточный от температуры по объектам I (скв. 2542 и 1100) и II (скв. 1166 и 1233) меловых горизонтов (рис. 6).

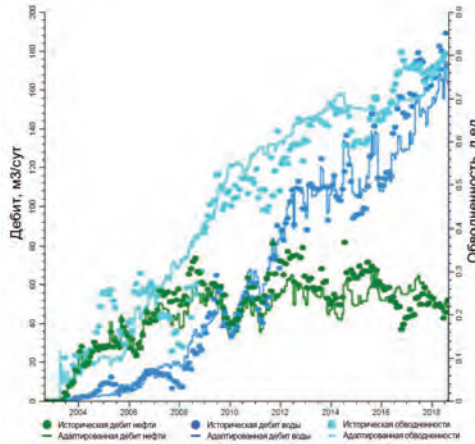


Рисунок 4. Интегральная адаптация по блоку

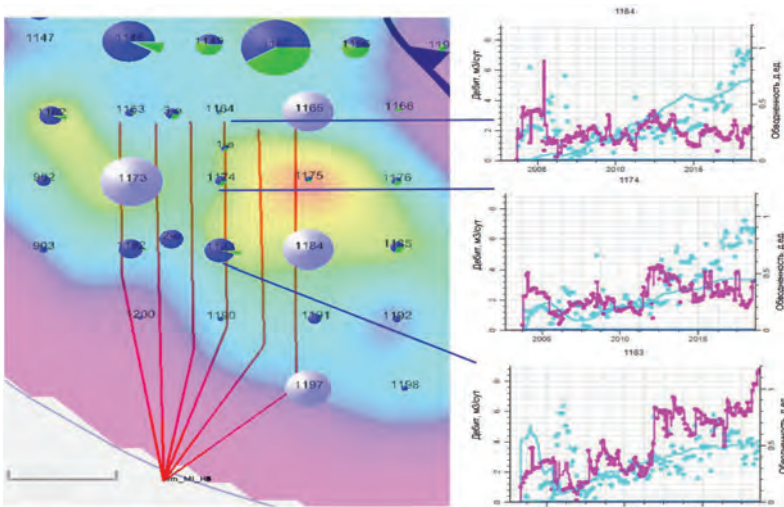


Рисунок 5. Инициализация краевых скважин

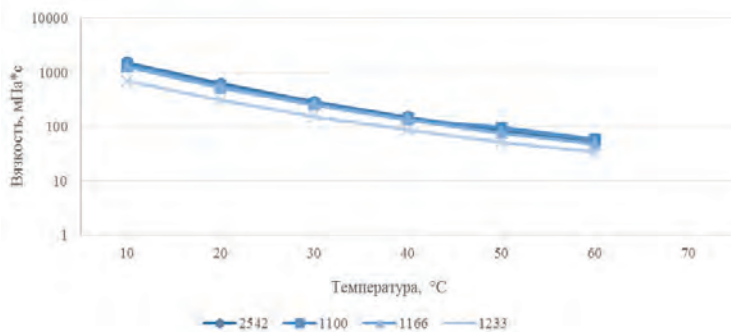


Рисунок 6. Результаты исследований зависимости вязкости нефти от температуры

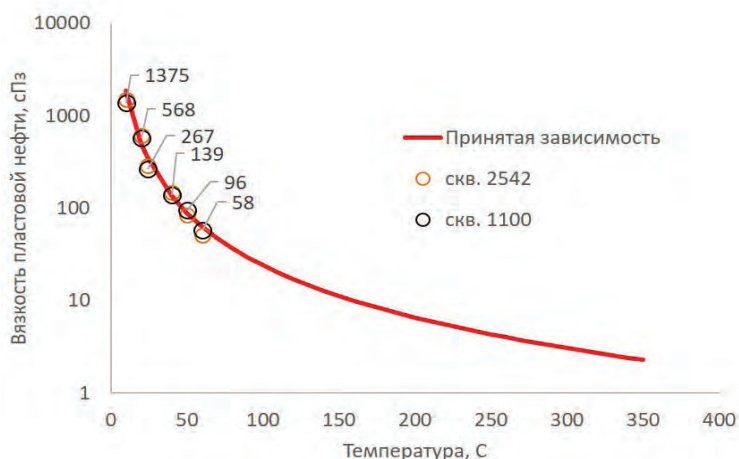


Рисунок 7. Принятая зависимость вязкости от температуры

Теплопроводность насыщенной породы рассчитана, исходя из свойств стандартных веществ (табл. 1).

Теплоёмкость породы принята равной теплоёмкости кварца (1400 кДж/м³/К), без зависимости от температуры. Зависимости теплоёмкостей насыщающих породу флюидов от температуры приняты по справочным данным для сырой нефти, воды и метана.

Теплоёмкость и теплопередача вышележащих и нижележащих пород (для учёта теплопотерь через кровлю и подошву) приняты равными свойствам глины с водосодержанием равным 30%.

Снижение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой при увеличении температуры принято согласно результатам экспериментов по вытеснению (по 3 образцам керна) при повышении температуры (рис. 8.)

Таблица 1. Расчёт теплопроводности насыщенной породы

Вещество	Доля, объемная	Теплопроводность, кДж/м/день/К	
		Теплопроводность вещества	Теплопроводность компонента породы, средневзвешенная по объему
кварц	0,7	15,55	10,886
вода	0,15	51,13	7,670
нефть	0,15	12,96	1,944
20 500 кДж/м/день/К			



Рисунок 8. Влияние температуры на коэффициент вытеснения

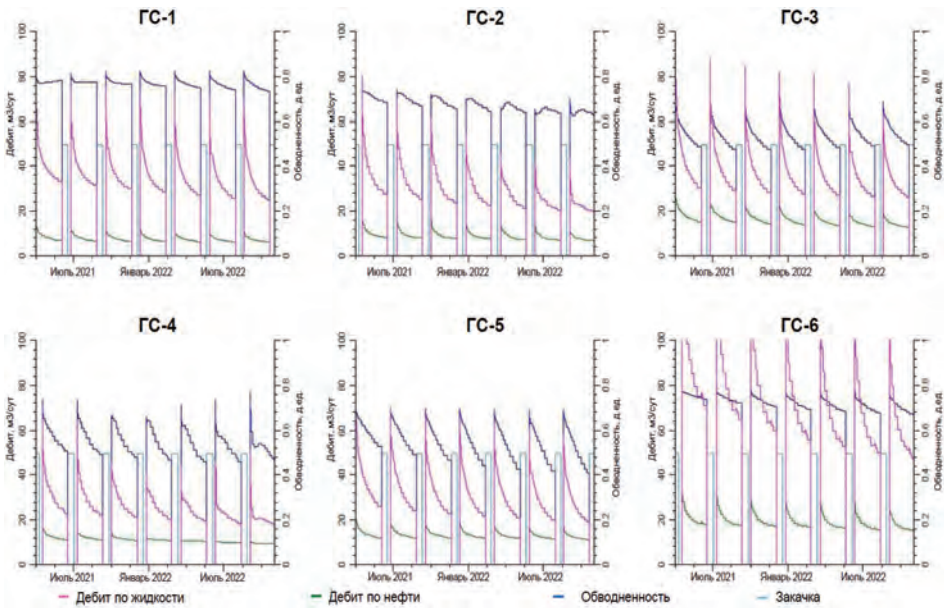


Рисунок 9. Предварительный прогноз добычи по скважинам с ПЦОС

Для моделирования разработки по технологии ПЦОС в ГДМ размещены 6 ГС вдоль подошвы пласта (рис. 5). Температура закачки пара принята 250°C, сухость пара – 0,5. Закачка пара по группе скважин с ПЦОС принята по 3 скважинам одновременно в течение 2 недель, далее – простой в течение 1 недели на пропитку с последующим запуском в добычу на ~10 недель. Как только парогенератор заканчивает закачку на первых 3 скважинах, идёт переключение на закачку следующей тройки скважин. На следующем, уточняющем II этапе проекта планируется расчёт оптимального режима работы скважин с ПЦОС с учётом правильного планирования работы парогенераторов.

Согласно проведённой оценке применение горизонтальных скважин позволяет получить дебиты (5–15 т/сут) в несколько раз выше, чем по вертикальным скважинам действующего фонда (<1 т/сут). Применение технологии ПЦОС позволяет дополнительно реализовать потенциал горизонтальных скважин.

Стартовые дебиты по ГС с применением технологии ПЦОС (рис. 10) выше в 1,5–3 раза по сравнению с дебитами при «холодной добыче», разность по накопленной добыче составляет 20–30% (рис. 11). При последующем учёте интерференции от действующего фонда (II этап) динамика обводнения по варианту «холодной добычи» будет менее оптимистичной.

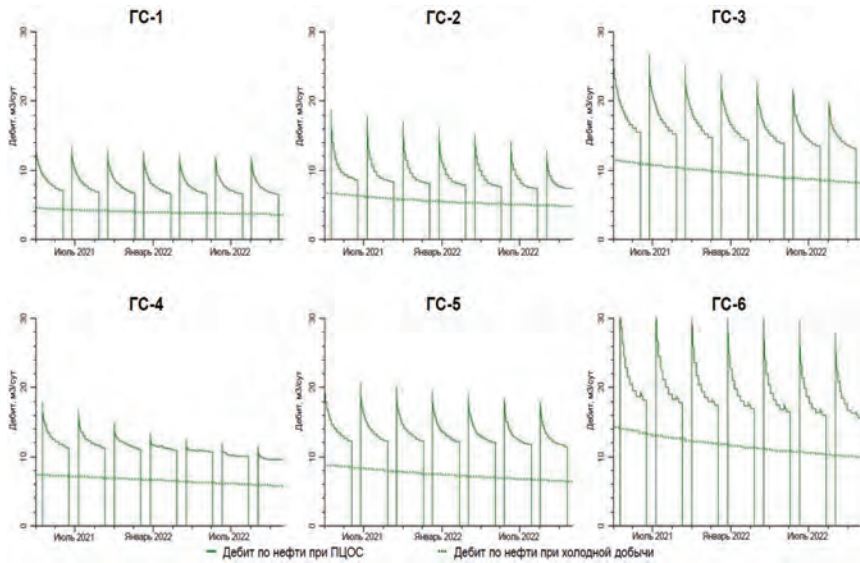


Рисунок 10. Динамика дебитов по ГС с ПЦОС и при «холодной добыче»

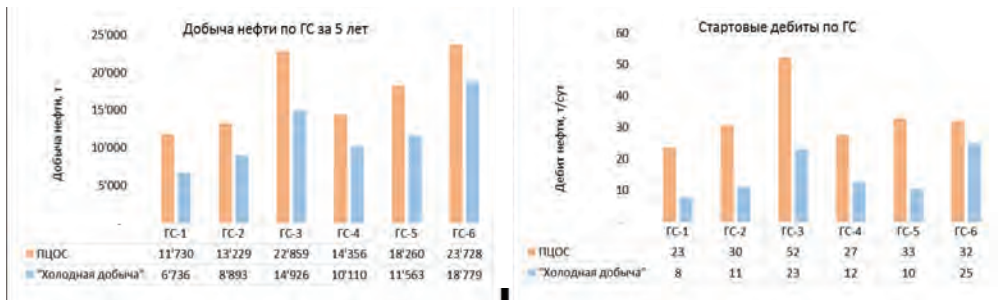


Рисунок 11. Сравнение потенциала добычи ГС при «холодной добыче» и с ПЦОС

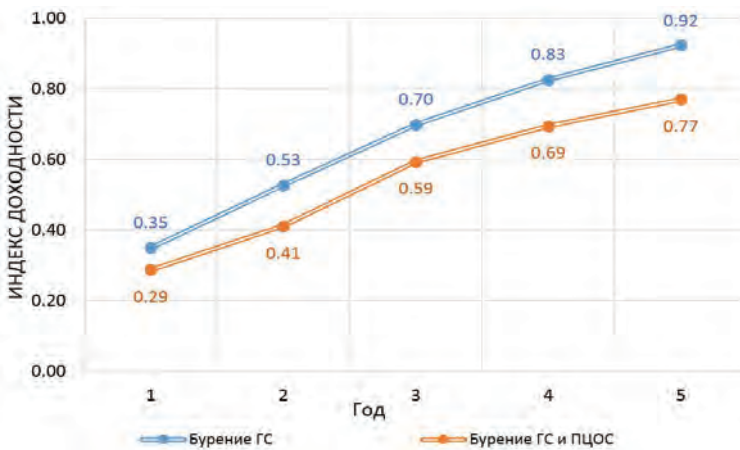


Рисунок 12. Сравнение экономических показателей

Для расчета экономической эффективности внедрения технологии ПЦОС использованы предполагаемые затраты на реализацию проекта (бурение горизонтальных скважин, закуп парогенераторной установки, обустройство и другие). Индекс доходности проекта за 5 лет (рис. 12) в сравнении с «холодной добычей» (капитальные затраты только на бурение 6 горизонтальных скважин) составляют 0,77 и 0,92 д. ед. соответственно. Необходимо подчеркнуть, что оценка носит предварительный характер.

Ввиду положительного технологического эффекта проведение II этапа исследований необходимо при уточнении текущей технологической оценки проекта,

который экономически целесообразен либо при снижении капитальных затрат на 34%, либо при улучшении технологической эффективности на 21%.

На II этапе планируется проведение серии уточняющих расчетов и анализов: корректировка модели PVT по результатам исследований глубинных проб нефти 2019 г., проведение дополнительных расчетов на композиционной модели для учёта эффекта дистилляции (в данной оценке использовалась опция Black oil Thermal), учёт интерференции от работы действующего фонда, подбор оптимальной схемы работы скважин по технологии ПЦОС и оптимизации экономических показателей.

Список использованной литературы

1. Фаган М. Шейх Ямани предсказывает падение цен, когда наступит эпоха нефти. – материалы сайта www.telegraph.co.uk, 25.06.2000 г.
2. Смирнов С. Куда уходит нефть Казахстана – материалы сайта «Ритм Евразии», www.ritm Eurasia.org, 19.11.2019 г.
3. Малюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана. – Вестник Российского университета дружбы народов, 2015, № 3, стр. 102–110.
4. Всемирная онлайн энциклопедия «Википедия», «Тройная точка воды», www.wikipedia.org.
5. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие. – Ухтинский государственный технический университет, Ухта, 2014 г., стр. 73–75.
6. Бабашева М.Н., Нурбаев С.Т., Каирбеков С.Б., Мухтанов Б.М. Эффективность применения тепловых методов: действующие проекты и перспективы. – Нефть и Газ, 2015, №6 (90), стр. 95–108.
7. Вяткин А.С. Обзор внедрения технологии парогравитационного способа добычи нефти. – Молодой учёный, 2017, №4 (138), стр. 13–15.
8. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки. – Нефтепромышленное дело, 2013, №11, стр. 65–68.
9. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта – Материалы сайта www.petros.ru.
10. Кувшинов И.В., Кувшинов В.А., Алтунина Л.К. Анализ применения химических композиций совместно с пароциклическими обработками скважин. – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2018, 15–17 October, Moscow, Russia, стр. 1-9 (SPE-191490-18RPTC-RU).

КЕНБАЙ КЕН ОРНЫНЫҢ БОР ҚАБАТЫН ИГЕРУДЕ ЦИКЛДІ БУМЕН ӘСЕР ЕТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫНЫҢ ЖАРАМДЫЛЫҒЫН БАҒАЛАУ

**М.Шакенұлы, Б.Е. Жиенгалиев, М.С. Кустанов,
А.К. Гарифов, А.С. Даулетов**

Әлемде жеңіл алынатын мұнай қорларының азайуына байланысты мұнай компаниялары өндірілуі қиын, тұтқырлығы жоғары мұнай қорларына көңіл бөле бастады. Еліміздің батыс өңірінде, Каспий теңізі жағалауын бойлай таяз орналасқан мұнай кеніштері негізінен бор қабаттарында орналасқан. Осындай тұтқырлығы жоғары үш бор қабатынан тұратын мұнай кеніші Кенбай кен орнына тиесілі Шығыс Молдабек участкісінің еншісінде. Оның жалпы қоры 54,5 млн т, ал алынатын бөлігі 19,5 млн т. Бүгінгі күні ол запастың тек 5 % өндірілген және өндірудің жобада көрсетілген коэффициентіне қол жеткізу үшін мұнай өндірудің теримикалық әдісін кең көлемде

пайдалану қарастырылған. Бұл жұмыстың негізгі мақсаты термикалық жолмен әсер етудің ұтымды әдісін табу және оны енгізудің экономикалық тұрғыдан тиімді перспективасын анықтау. Бүмен әсер етудің циклді технологиясы кеніштің геологиялық ерекшеліктеріне сәйкес мұнайбергіштігін арттырудың ең ұтымды әдісі екендігі дәлелденді. Гидродинамикалық моделге сүйене отырып жасалынған есептеулер бүмен әсер етудің циклді технологиясын пайдаланғанда бастапқы дебиттің «салқын технологияға» қарағанда 2–3 жоғары болатынын көрсетті, ал 5 жылдағы өндірілген жалпы өнімнің айырымы 20–30% құрады.

Түйінді сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, мұнай кен орындарын игеру, қабаттың мұнайбергіштігін арттыру, жылумен әсер ету әдістері, бу айдау, ұңғыманы циклді бүмен өңдеу.

EVALUATION OF THE APPLICABILITY OF CYCLIC STEAM STIMULATION METHOD AT CRETACEOUS DEPOSITS OF KENBAI FIELD

M.Shakenuly, B.Y. Zhiyengaliyev, M.S. Kustanov,
A.K. Garifov, A. S. Dauletov

Due to reducing volumes of light oil reserves, oil companies are increasingly focusing on hard-to-recover reserves, in particular, deposits with high-viscosity oil. Shallow-lying oil deposits are mainly concentrated in the Cretaceous horizons, in the western region of the country, along the Caspian coast. One of them is a highly viscous oil reservoir, consisting of 3 Cretaceous horizons of the Moldabek Vostochny section of Kenbai field, where 54.5 million tons of oil are concentrated, of which 19.5 million tons are recoverable. The current produced reserves makes up 5% of the initial recoverable reserves, and the approved design oil recovery factor implies the full-scale application of thermal oil recovery enhancement methods. The aim of this work is to select the most suitable method of thermal impact and assess the prospects for implementation with the calculation of economic feasibility. Taking into account the geological features of the reservoir, the cyclic treatment of the wells was chosen as the optimal method for increasing oil recovery. According to the results of calculations on the hydrodynamic model, the starting production rates using the technology of steam-cyclic treatment of producing wells are 2–3 times higher than the production rates for “cold production”: the difference in accumulated production over 5 years will be 20–30%.

Key words: high-viscosity oil, oil field development, enhanced oil recovery, thermal methods of EOR, steam injection, cyclic steam stimulation.

Информация об авторах

Шакен Мухтар Шакенулы – магистр нефтепромыслового дела, ведущий инженер департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, shaken.m@llpcmg.kz.

Жиенгалиев Бауржан Ерикович – магистр экономики и бизнеса, директор департамента интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, zhiyengaliyev.b@llpcmg.kz.

Кустанов Мейрамбек Сергеевич – магистр техники и технологии, заместитель директора департамента бюджетирования и экономического анализа, kustanov.m@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Гарифов Айдар Камилевич – консультант по разработке, a.garifov@niikmg.kz.

DeGolyer & MacNaughton, филиал в Республике Казахстан, г. Нур-Султан

Даулетов Адил Султангалиевич – горный инженер, заместитель директора департамента геологии и разработки, a.dauletov@emg.kmger.kz.

АО «Эмбамунайгаз», г. Атырау, Казахстан

УДК 622.23.05

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ И РАННИМ НАЧАЛОМ НАБОРА ЗЕНИТНОГО УГЛА

**Б.К. Жиенбаев, Е.К. Айткулов,
К.Т. Ершиев, Н.М. Магзумов**

В данной статье приведен анализ влияния изменения фактической траектории ствола наклонно-направленной скважины тангенциального профиля с ранним началом набора зенитного угла на силу трения при продольном движении и кручении буровой колонны в стволе скважины.

При проведении анализа были использованы фактические данные, полученные непосредственно при бурении наклонно-направленной скважины ЮУ-2 месторождения Южный Урихтау проектной глубиной 5000 м, результаты обработки данных инклинометрии указанной скважины, фактически примененные компоновки низа буровой колонны (размеры, материал и характеристики элементов), фактические параметры бурового раствора согласно актам замера, фактические параметры бурения согласно суточным буровым рапортам и кривым геолого-технологических исследований.

Проведены расчеты натяжений буровой колонны и создаваемых моментов на специализированном программном обеспечении Landmark, выполнен сравнительный анализ с проектными параметрами и по результатам выполнения работ выданы соответствующие рекомендации в целях улучшения технологических параметров проводки скважин с аналогичными геолого-техническими условиями и профилем.

Ключевые слова: пространственная интенсивность, крутящий момент, параметры режима бурения, ствол скважины.

Полезные ископаемые являются материальной основой развития экономики страны. В связи с этим одним из важнейших направлений по восполнению минерально-сырьевой базы страны является рациональное развитие геологоразведочных работ, в т.ч. качественное выполнение буровых работ с обеспечением достижения намеченных геологических целей и задач.

После приобретения Республикой Казахстан независимости работы по выявлению нефтегазоносных структур продолжились как на территории новых районов, так и на территории ранее открытых месторождений, и одной из таких структур является месторождение Урихтау, которое в период СССР выявлено геологоразведочными работами в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины.

Первая разведочная скважина на данном месторождении была пробурена в 1983 г. При испытании верхней карбонатной толщи в каменноугольных отложениях произошло открытое фонтанирование скважины газоконденсатом.

В советский период на месторождении пробурены 34 вертикальных поисковых и разведочных скважин. Работы по доразведке возобновились только в 2010 г. в целях уточнения геологического строения

подсолевого поднятия по карбонатным отложениям, определения промышленной продуктивности коллекторов, выделенных в разрезе ранее пробуренными поисково-разведочными скважинами.

В период с 2011 г. на месторождении пробурены 16 скважин, а к настоящему моменту общее количество пробуренных скважин составило 49 ед., из которых 36 скважин в Центральном Урихтау, 7 скважин – в Восточном Урихтау и 6 скважин – в Южном Урихтау.

На сегодняшний день в целях улучшения технологических процессов при строительстве скважин на данном месторождении необходима систематизация полученных опытов и знаний по отдельным этапам строительства планируемых скважин.

Необходимо отметить, что залежи нефти находятся под песчаным массивом Кокжиде, который относится к природно-заповедному фонду республиканского и международного значения, в связи с этим для достижения геологических целей при проектировании приходится закладывать более протяженные и сложные профили.

В этих условиях рассматриваются варианты бурения с использованием профилей с расположением устья скважин на расстоянии 500–2000 м в целях исключе-

ния вредного воздействия на водоохран-ные зоны, при этом глубина скважин по стволу может превышать 5000 м.

Согласно Правилам [1], строительство скважин глубиной более 5000 м относится к сложным проектам. Наряду с этим бурение наклонно-направленных скважин с ранним началом набора зенитного угла и большим отходом от вертикали является трудоемким технологическим процессом, т.к. при проводке аналогичных скважин бурильная колонна и буровое оборудование испытывают большие нагрузки и напряжения, а также имеются риски возникновения аварийных ситуаций. В этой связи при проводке скважин необходимо выполнение работ согласно проектным решениям и заложение трассы скважины согласно расчетной траектории в целях достижения геологических целей.

Следовательно, бурение наклонно-направленной скважины с большим отходом от вертикали, помимо тщательного планирования и проведения всесторонних инженерных расчетов, требует оператив-

ной корректировки и принятия адекватных решений для обеспечения плановой траектории, оптимального режима бурения в процессе строительства скважин.

Наклонно-направленная оценочная скважина ЮУ-2 была пробурена на месторождении Южный Урихтау в восточной части прибортовой зоны Прикаспийской впадины для уточнения геологического строения структуры и прослеживания углеводородсодержащих карбонатных горизонтов.

Проектная траектория и конструкция данной скважины приведены на рис. 1 и в табл. 1 [2].

При проектировании выбран трехинтервальный тангенциальный профиль с началом набора зенитного угла на глубине 430 м с пространственной интенсивностью (далее – ПИ) искривления ствола скважины 1,16°/30 м до глубины 1534 м и дальнейшей стабилизацией зенитного угла 42,61° с постоянным азимутом 264,03° до проектной глубины 5000 м.

Бурение секций Ø 444,5 мм (17 1/2")

Таблица 1. Конструкция скважины

№	Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Интервал спуска по стволу, м	Диаметр открытого ствола, мм
1	Направление	508	0–401	660,4
2	Кондуктор	339,7	0–1658	444,5
3	Промежуточная колонна	244,5/250,8	0–3737	311,1
4	Эксплуатационная колонна	177,8	0–4195	215,9
5	Эксплуатационный хвостовик	127	4045–5000	152,4

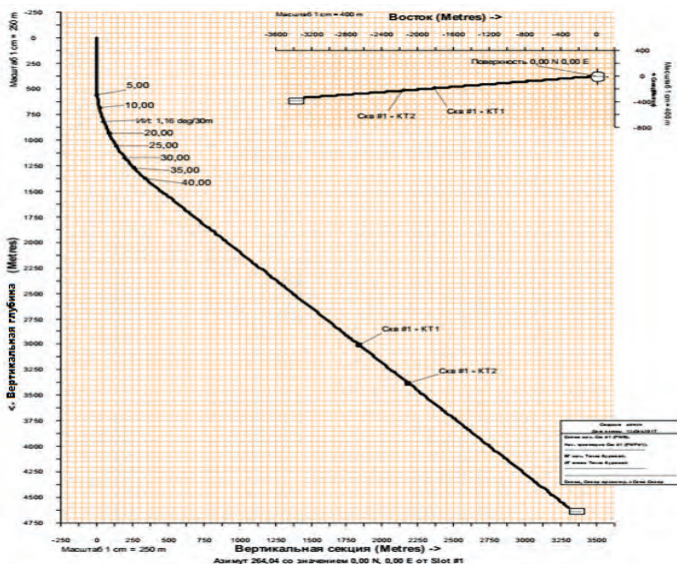


Рисунок 1. Проектная траектория ствола скважины

и $\varnothing 311,1$ мм (12 1/4") сопровождалось постоянными осложнениями в виде посадок и затяжек бурильной колонны, при этом наблюдались высокие крутящие моменты на верхнем силовом приводе (далее – ВСП), которые свидетельствовали о больших сопротивлениях при расхаживании и проработке ствола скважины.

Необходимо отметить, что фактические значения натяжения бурильной колонны и крутящих моментов при бурении данных интервалов не достигали допустимых проектных значений.

В целях обеспечения свободного хождения бурильной колонны в стволе скважины произведена обработка бурового раствора, технологические параметры бурового раствора приведены в соответствии с проектными.

Согласно ежесуточным актам замеров, параметры бурового раствора изменялись в допустимых пределах [2], но, несмотря на это, в ходе производства буровых работ наблюдались многочисленные осложнения в виде посадок и затяжек бурильного инструмента. В связи с этим в целях снижения риска прихвата бурильной колонны произведена дополнительная обработка бурового раствора химреагентами, что незначительно повлияло на снижение сил трения при расхаживании инструмента.

Кроме этого, произведена полная замена циркулирующей в скважине промысловой жидкости новой.

Следует отметить, что текущие параметры и режим циркуляции бурового раствора обеспечивали достаточную очистку ствола скважины от шлама, т.к. при прокачке вязкой/тандемной пачки и ее приеме на поверхности обильного выноса остаточного шлама не наблюдалось.

В целях очистки ствола скважины от выбуренного шлама и выноса его из застойных зон произведена закачка тандемных пачек. Также осуществлены технологические мероприятия по выколаживанию участков набора зенитного угла выполнением дополнительных проработок и осуществлением контрольных спуско-подъемных операций (далее – СПО).

Однако данные мероприятия не дали существенного снижения сил трения и крутящего момента бурильной колонны, при этом сроки и сопутствующие затраты на бурение интервалов существенно увеличились. По мере углубления участились скачки крутящего момента, которые приводили к частым и порой полным остановкам

ВСП. При этом из-за внеплановых остановок ремонтных работ бурильная колонна несколько раз была прихвачена в стволе скважины.

В целях обеспечения безаварийного углубления скважины по заданной траектории стояла задача определить причину увеличения сил трения при проработке и расхаживании бурильной колонны.

При анализе суточных рапортов при бурении секции с разными компоновками низа бурильной колонны (далее – КНБК) прямой зависимости между жесткостью КНБК и увеличением усилия на расхаживание бурильной колонны не было обнаружено. Таким образом, по результатам работы сделан вывод о том, что в условиях данной скважины жесткость КНБК не повлияла на хождение бурильной колонны по стволу скважины.

Далее была проведена количественная оценка влияния фактической траектории ствола скважины на величины сопротивления движению бурильной колонны при бурении секции $\varnothing 444,5$ мм, результаты которой отражены в данной работе.

Для сравнения были приняты как проектная, так и фактическая траектории ствола скважины. При этом фактическая траектория определена как данными телеметрии во время бурения, так и согласно показаниям геофизических исследований скважин (далее – ГИС).

На рис. 2 показаны 3 разные траектории ствола скважины, вид сверху и сбоку (секция $\varnothing 444,5$ мм):

- проектная траектория согласно техническому проекту на строительство скважины, с ПИ искривления ствола скважины $1,16^\circ/30$ м (выделена синим цветом);
- фактическая траектория согласно данным телеметрии во время бурения, частота снятия замеров – каждая бурильная свеча приблизительно через каждые 30 м, максимальная ПИ искривления ствола скважины составляет $2,62^\circ/30$ м (выделена розовым цветом);
- фактическая траектория согласно данным ГИС в открытом стволе, частота снятия замеров – каждые 10 м, максимальная ПИ искривления ствола скважины составляет $5,75^\circ/30$ м (выделена зеленым цветом).

По итогам рассмотрения результатов обработки данных ГИС в интервале 40–1650 м были выявлены участки со значительным превышением ПИ изменения зенитного угла и азимута ствола скважины, которые показаны ниже. При этом данные участки не были

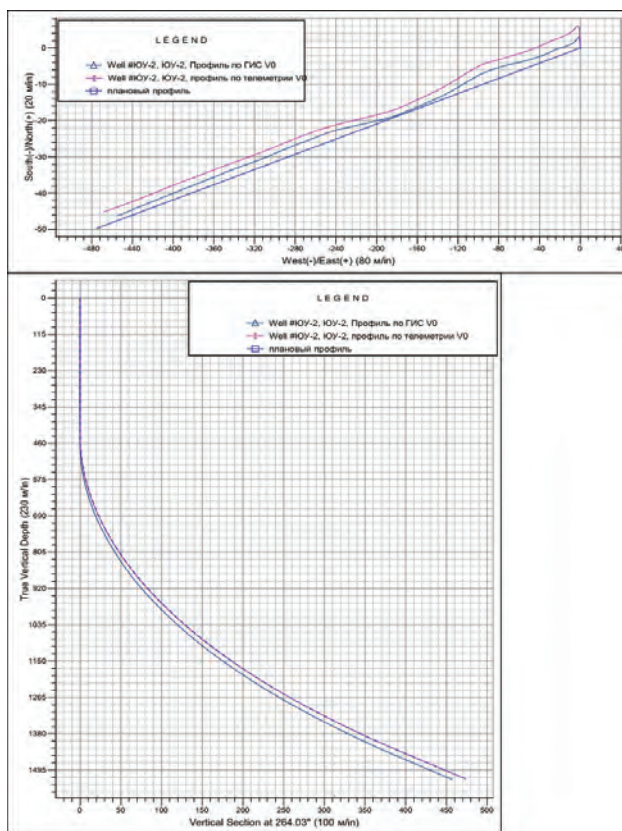


Рисунок 2. Проектные и фактические траектории по ГИС и телеметрии до глубины 1650 м по стволу скважины. Вид сверху и сбоку

Таблица 2. Интервалы со значительным превышением ПИ искривления ствола скважины от проектных значений

Интервалы, м	Фактическая ПИ, °/30 м
480–500	2,7
510–520	3,3
640–650	3,5
670–680	3,9
720–730	3,0
770–790	2,6
980–990	3,5
1110–1120	2,8
1170–1180	2,9
1190–1220	3,0
1320–1330	5,7
1350–1360	2,6
1370–1390	2,9
1400–1430	4,2
1440–1450	3,1
1480–1500	4,1
1510–1530	4,1
1640–1650	3,4

выявлены или имели меньшую ПИ по данным телеметрии во время бурения.

Учитывая проектную ПИ изменения траектории скважины 1,16°/30 м, данные интервалы могли отрицательно повлиять на свободное хождение бурильной колонны в стволе скважины.

Произведен расчет натяжений при движении бурильной колонны вдоль ствола скважины, а также изменение крутящих моментов при бурении и обратной проработке ствола скважины.

Как известно, при подъеме бурильной колонны из скважины инструмент за счет собственного веса растягивается, а при спуске за счет сопротивления тела инструмента действуют силы выталкивания. Сила трения всегда направлена противоположно движению, и, таким образом, натяжение увеличивает и уменьшает вес на крюке.

Расчет натяжения производится по формуле [3]:

$$F_{\text{натяжения}} = \mu F_N \left(\frac{v_t}{v_r} \right) \quad (1)$$

$$v_r = \sqrt{v_t^2 + v_a^2} \quad (2)$$

где:

$F_{\text{натяжения}}$ – сила натяжения;
 μ – коэффициент трения;
 v_t – угловая скорость;
 v_a – конечная скорость, зависит от зенитного угла;
 v_r – скорость спуско-подъемных операций;
 F_N – боковая сила, зависит от зенитного угла.

Крутящий момент на устье является суммарным моментом трения по всей длине бурильной колонны. Каждый отдельный элемент бурильной колонны создает крутящий момент, который рассчитывается согласно формуле [3]:

$$T = r \mu F_N \left(\frac{v_a}{v_r} \right) \quad (3)$$

$$v_r = \sqrt{v_t^2 + v_a^2} \quad (4)$$

где:

T – крутящий момент;
 μ – коэффициент трения;
 r – радиус компонента;
 v_t – угловая скорость;
 v_a – конечная скорость, зависит от зенитного угла;
 v_r – скорость СПО;
 F_N – боковая сила, зависит от зенитного угла.

Для определения степени влияния данных интервалов с высокой ПИ изменения траектории на расхождение бурильной колонны по стволу скважины необходимо определить результирующие величины натяжения и крутящего момента всех элементов бурильной колонны по стволу согласно формулам (1)–(4). Данные расчеты натяжений и моментов бурильной колонны были проведены на специализированном инженерном программном обеспечении Landmark (далее – ПО), по результатам которых был выполнен сравнительный анализ показателей при разных траекториях ствола скважины.

Полученные результаты. Проведен анализ натяжения и крутящего момента бурильной колонны на основе расчетов для 3 вариантов траектории скважины. На рис. 3 показано графическое изображение изменения сил страгивания при движении бурильной колонны без вращения вверх и вниз вдоль ствола скважины.

Сила страгивания при движении вверх – это увеличение веса бурильной колонны за счет трения, т.е. разница весов бурильной колонны при движении вверх и при равновесном неподвижном состоянии, или фактическая сила сопротивления продольному движению бурильной колонны вверх по стволу. При этом сила страгивания при движении вниз – это величина уменьшения веса бурильной колонны, и является фактической силой сопротивления продольному движению бурильной колонны вниз по стволу.

Как видно из рис. 3, сила страгивания при движении вверх имеет минимальные значения в условиях проектной траектории ствола скважины. При отклонении от проектной траектории сила страгивания неизбежно растет. Можно отметить неуклонный рост величины сопротивления по мере углубления скважины во всех 3 вариантах траектории ствола скважины.

Сила страгивания при движении вниз также имеет минимальные значения при проектной траектории ствола скважины. При отклонении от проектной траектории сила страгивания растет, как было определено выше, при движении вверх. Также наблюдается неуклонный рост величины сопротивления по мере углубления скважины во всех 3 вариантах траектории ствола скважины.

Аналогично представлено графическое выражение изменения крутящего момента при бурении по мере углубления скважины и при обратной проработке ствола скважины при разных положениях долота в скважине.

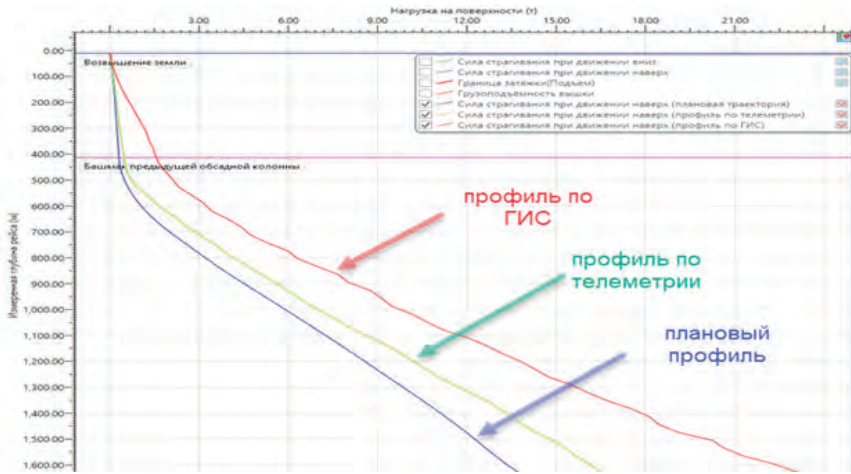


Рисунок 3. Сила сопротивления при движении буровой колонны вверх (Затяжка)

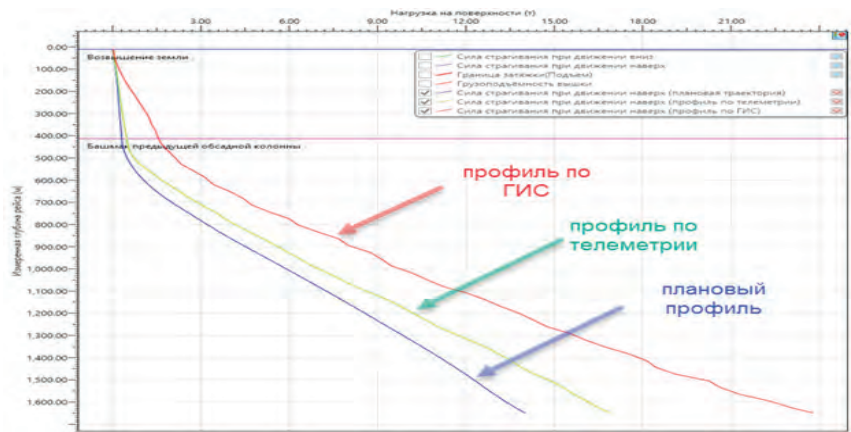


Рисунок 4. Сила сопротивления при движении буровой колонны вниз (Посадка)

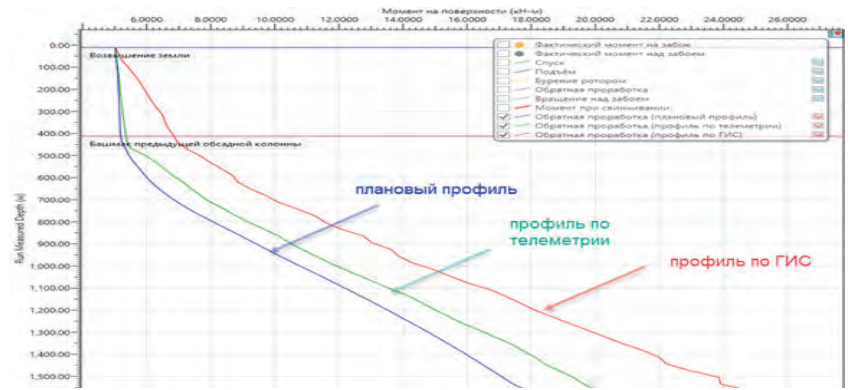


Рисунок 5. Крутящий момента на устье по мере углубления скважины

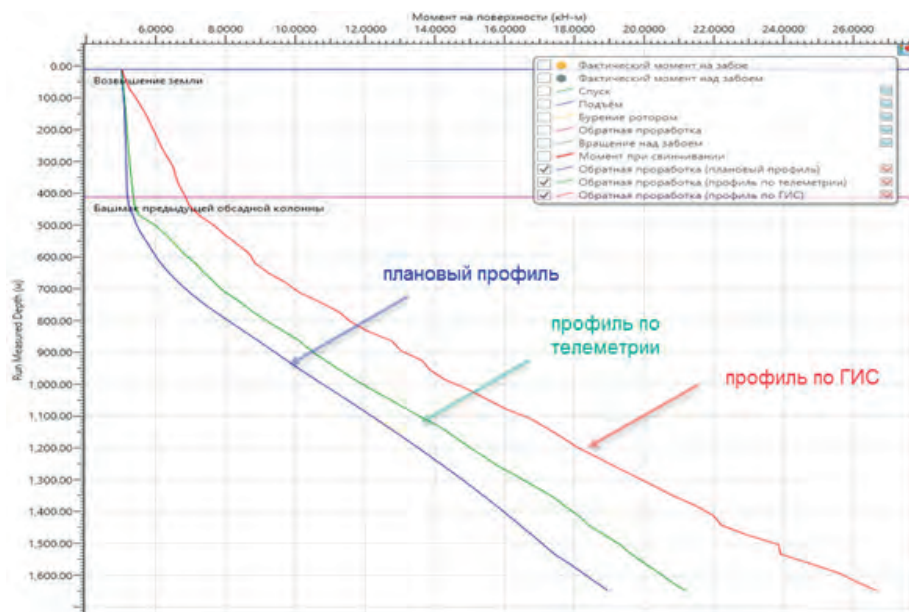


Рисунок 6. Крутящий момент на устье при обратной проработке

Как видно из рис. 5–6, крутящий момент при бурении и при обратной проработке имеет минимальные значения при соблюдении проектной траектории ствола скважины, а при отклонении от проектной траектории приводит к росту крутящего момента. Также отмечается неуклонный рост величины крутящего момента по мере углубления скважины во всех 3 вариантах траектории ствола скважины.

В табл. 3 представлены сравнительные количественные показатели действующих на бурильную колонну натяжений и моментов на глубине 1650 м для 3 разных траекторий скважины. При этом все необходимые для расчета вводные параметры, кроме траектории ствола скважины, одинаковы для всех 3 случаев.

Из проведенных расчетов видно, что существенное превышение ПИ искривления ствола скважины в определенных интервалах привело к значительному увеличению значений натяжения и моментов бурильной колонны: сила страгивания вверх увеличилась на 9,89 т (прирост составляет 70,6%), сила страгивания вниз увеличилась на 5,23 т (прирост составляет 45,1%), крутящий момент во время бурения возрос на 3,32 кН*м (прирост – 18,1%), а во время обратной проработки – на 7,80 кН*м (прирост – 40,9%).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что отклонение от проектной траектории скважины из-за увеличения зенитного угла способствовало ухудшению свободного хождения бурильной колонны по

Таблица 3. Сравнительные расчетные значения натяжений и моментов бурильной колонны для разных траекторий ствола скважины на глубине 1650 м

Расчетные параметры	Проектная траектория	Траектория согласно телеметрии	Прирост, %	Траектория согласно ГИС	Прирост, %
Сила страгивания вверх, т	14,01	19,85	41,7	23,90	70,6
Сила страгивания вниз, т	11,60	15,13	30,4	16,83	45,1
Крутящий момент при бурении, кН*м	18,14	20,58	13,45	21,46	18,3
Крутящий момент при обратной проработке, кН*м	19,07	23,74	24,5	26,87	40,9

стволу скважины, которое является одной из основных причин незапланированных проработок ствола скважины.

Также необходимо отметить, что на количество и продолжительность проработок повлияла установка ограничителя крутящего момента на ВСП (не более 22 кН*м), при допустимом моменте свинчивания 26,87 кН*м для бурильных труб Ø 127 мм.

С учетом вышеизложенного был выполнен пересчет значений натяжений и моментов бурильной колонны для следующих секций с учетом изменения траектории, выданы рекомендации по оптимизации КНБК и о необходимости увеличения значения ограничителя крутящего момента на ВСП.

Таким образом, основываясь на результатах анализа работы бурильной колонны на примере бурения интервалов под секции Ø 215,9 мм (8 1/2") и Ø 152,4 мм (6") скважины ЮУ-2 НН со сложной траекторией, можно сделать следующие выводы:

1. На примере бурения скважины ЮУ-2НН оптимизирован режим бурения, произведен подбор состава КНБК с учетом действующих на бурильные трубы нагруз-

зок, которые обеспечили достижение проектной глубины 5000 м без осложнений.

2. Правильный выбор режима расхаживания и допустимого момента на вращение позволяет предупредить желобообразование и снизить кавернозность ствола скважины, обеспечивая при этом целостность и устойчивость ствола скважины, которые в свою очередь снижают риск возникновения аварий, связанных с бурильной колонной (прихват и слом инструмента).

3. Сокращается доля непроизводительного времени в общей продолжительности строительства скважин, связанного с внеплановой проработкой ствола скважины в интервалах посадок, затяжек и проведении контрольных СПО и работ, связанных с аварией. Также снижается доля затрат, зависящих от времени и объема работ при бурении наклонно-направленных скважин.

4. Оптимизируются сроки строительства наклонно-направленных скважин с большим отходом забоя от вертикали, что при своевременном вводе скважины в эксплуатацию обеспечивает экономический эффект за счет дополнительной добычи нефти.

Список использованной литературы

1. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. – Утверждены Приказом Министра энергетики 15.06.2018 г., № 239.
2. Индивидуальный технический проект на строительство оценочной наклонно-направленной скважины ЮУ-2 на месторождении Южный Урихтау. – ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2018 г.
3. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. – М., Недра, 1982, 144–147 с.

ЗЕНИТТІК БҰРЫШЫ ӨСУІ ЕРТЕ БАСТАЛАТЫН АУЫТҚУЫ ҮЛКЕН КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ БҰРҒЫЛАУ ПАРАМЕТРЛЕРІН ОҢТАЙЛАНДЫРУ

**Б.К. Жиенбаев, Е.Қ. Айтқұлов,
Қ.Т. Ершиев, Н.М. Мағзұмов**

Бұл мақалада оқпан бұрышының өсуі ерте басталатын J-тәрізді көлбеу бағытталған ұңғыма нақты траекториясының бұрғылау тізбегінің ұзына бойы қозғалуы мен айналуына өсер ету дәрежесін талдау нәтижелері келтірілген.

Талдау жүргізу кезінде жобалық тереңдігі 5000 м Оңтүстік Өріктау кен орнының ЮУ-2 көлбеу-бағытталған ұңғымасын бұрғылау барысында тікелей алынған нақты деректер пайдаланылды: ұңғыманың инклинометрия деректерін өңдеу нәтижелері, бұрғылау тізбегі төменгі бөлігінің нақты қолданылған жинақтаулары (элементтердің өлшемдері, материалдар мен сипаттамалары), өлшеу актілеріне сәйкес ерітіндінің нақты параметрлері, тәуліктік бұрғылау рапорттары мен геологиялық-технологиялық

зерттеулер қисықтарына сәйкес бұрғылаудың нақты параметрлері, және т.б..

Landmark мамандандырылған бағдарламалық кешенінде керілулер мен моменттерді есептеу жүргізілді, параметрлердің жобалық мәндерімен салыстырмалы талдау жүргізілді және тиісті ұсыныстар берілді.

Түйінді сөздер: кеңістіктік қарқындылық, айналу моменті, бұрғылау режимінің параметрлері, ұңғыма оқпаны.

OPTIMIZATION OF DRILLING PARAMETERS FOR EXTENDED REACH DIRECTIONAL WELLS WITH AN EARLY KICK-OFF POINT

B.K. Zhiyenbayev, Ye.K. Aitkulov, K.T. Yershiev, N.M. Magzumov

This article analyzes the impact of an actual trajectory of a J-Type directional well with an early kick-off point on the values of torque and drag along the bore hole.

The actual data collected while drilling the directional SU-2 well with a target depth of 5000 m (South Urikhtau field) was used for the analysis: trajectory survey data results of the well, actual bottom hole assemblies applied (dimensions, material and characteristics of the elements), the actual drilling mud parameters according the control acts, actual drilling parameters according the daily drilling reports and mud logging curves, etc.

Calculations of torque and drag were performed on a specialized software Landmark, a comparative analysis was carried out with the design values of parameters and appropriate recommendations were issued.

Key words: dogleg severity, drilling torque, drilling parameters, well bore.

Информация об авторах

Жиенбаев Берик Кенжебекович – директор департамента контроля и технологического сопровождения, b.zhiyenbayev@niikmg.kz.

Айткулов Ербол Колдасович – ведущий инженер департамента контроля и технологического сопровождения, y.aitkulov@niikmg.kz.

Ершиев Кайрат Турланович – ведущий инженер департамента контроля и технологического сопровождения, k.yershiev@niikmg.kz.

Магзумов Нурсултан Маратович – ведущий инженер департамента контроля и технологического сопровождения, n.magzumov@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ НЕЧЕТКОЙ МАТЕМАТИКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ СТЕПЕНИ РАЗВЕДАННОСТИ АКВАТОРИЙ И ИХ ПРИРОДНЫХ БОГАТСТВ

К.Н. Пивоваров, В.В. Стрелецкая, А.Б. Золотухин

В статье описан единый подход к оценке ресурсов и бизнес-планированию. В качестве примера рассматриваются нефтегазовые ресурсы Печорского моря. Исходя из специфики проблемы (количества и качества имеющихся данных и их характера), используются методы многокритериальной нечеткой кластеризации. Оценка перспектив разработки месторождений нефти и газа проводилась по 3 критериям: наличие ресурсов (природно-климатические условия региона), ресурсы углеводородов и степень их разведанности, экономическая оценка развития. Результаты такого анализа представлены в виде карт района Печорского моря, иллюстрирующих наиболее важные и доступные районы и последовательность их развития. Такое поэтапное развитие, основанное на минимизации риска и максимизации выгод, может стать основой для успешного и беспроблемного освоения ресурсов всего региона.

Ключевые слова: Арктика, Печорское море, условия освоения, ресурсы, разведанность, нечеткая логика, классификация, многокритериальный подход, ранжирование, карта доступности, прогнозирование, Северный Морской путь.

В настоящее время нефтегазовая промышленность России активно входит в новую фазу освоения морских арктических месторождений собственными силами. Запасы природных углеводородов в зоне российской Арктики поистине огромны. Степень вовлечения этих запасов в разработку повлияет на экономический рост России, а также на стабильность развития многих других стран мира. Арктический регион обладает крайне тяжелыми климатическими условиями, поэтому его освоение требует применения новейших технико-технологических решений. В связи с этим актуальность систематизации данных и методов прогнозирования для целей освоения Арктики оценивается как чрезвычайно высокая. Отметим, что некоторые проблемы, свойственные Арктике, также присущи и другим регионам. Так, северная неглубоководная зона Каспийского моря характеризуется сложными гидрометеорологическими и ледовыми условиями, непродолжительным межледовым периодом, богатым животным и растительным миром и высокой экологической чувствительностью. Таким образом, описываемая в статье методика подходит для применения и в других регионах.

К основным видам человеческой деятельности в Арктическом регионе относятся: судоходство, рыболовство, добыча полезных ископаемых, быстро растущий туризм и разработка морских месторождений нефти и газа. Крупные месторождения нефти и газа уже разведаны в достаточной мере и готовы к разработке.

В данной статье оценка доступности освоения морских месторождений представлена на примере акватории Печорского моря. Сама оценка основана на многокритериальном подходе, учитывающем:

- доступность ресурсов (природно-климатические условия региона);
- углеводородные ресурсы и степень их разведанности;
- экономическую привлекательность.

Методология прогнозирования основывается на принципах нечеткой логики.

Хотя в статье речь идет о вопросах освоения арктического шельфа России, проблемы, описываемые в статье, являются актуальными для целого ряда стран и регионов и в первую очередь для акватории Каспийского шельфа Республики Казахстан. Именно это обстоятельство и послужило дополнительным стимулом для публикации этой работы в Вестнике нефтегазовой отрасли Казахстана.

Доступность ресурсов (природно-климатические условия региона)

Доступность ресурсов с точки зрения природно-климатических, географических и экологических условий является одной из основополагающих характеристик для анализа акваторий. Это многокритериальный параметр, состоящий из следующих критериев:

- гидрометеорологические условия. Этот параметр используется для оценки сложности гидрометеорологических условий региона, в т.ч. сложности условий работы персонала. Этот параметр учиты-

вает влияние природных условий как на сами морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения, так и на проведение многих морских операций. При определении значений данного критерия приводится сравнительно-описательная характеристика участков морей, которая основывается на анализе многолетних наблюдений и исследований учёных по различным направлениям (рис. 1, А);

- ледовые условия. Данный параметр включает в себя следующие характеристики: тип льда, средняя толщина льда и другие величины. Это один из основных параметров, который влияет на концепцию разработки месторождения (тип платформы, заканчивание скважины, хранение и транспортировка), инвестиционные затраты (тип платформы) и эксплуатационные расходы (контроль ледовой обстановки). Также этот параметр указывает на технологические решения для процесса освоения месторождений, в т.ч. на методы защиты морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений и на необходимость ведения грамотного и своевременного ледового менеджмента (рис. 1, Б);

- айсберги и вероятность их появления в регионе. Айсберги, как одно из наиболее опасных ледовых образований, несут угрозу не только судоходству и функционированию морских нефтегазопромысловых сооружений, но и существенно повышают риски, связанные с безопасным проведением производственных процессов. Этот фактор основан на анализе исторических данных многолетних наблюдений ледовой обстановки. Но стоит учитывать, что данный подход не может полностью описать вероятность столкновения айсберга с платформой, т.к. суммарное движение большого числа айсбергов в достаточной степени случайно и хаотично и зависит от течений, ветров и силы Кориолиса (рис. 1, В);

- скопление газогидратов. Это может повлиять на разведку и разработку: большие объемы газогидратов, образовавшихся в отложениях морского дна, создают дополнительные проблемы для добычи углеводородов (далее – УВ). Газогидратные отложения опасны тем, что при температурном разложении 1 м^3 этой зоны выделяется более 160 м^3 газа [1]. В основном это происходит при бурении и цементировании скважины, когда слишком горячий буровой раствор и цемент могут значительно повысить температуру в прискважинной зоне и изменить термобарическую обстановку, что приводит к разложению гидратов (рис. 1, Г);

- продолжительность межледово-

го периода. Данный параметр оказывает сильное влияние на разведочное бурение, которое обычно проводится в период, свободный ото льда. В районах с коротким навигационным периодом себестоимость поисковых и разведочных скважин будет существенно выше, чем в акваториях с более продолжительным межледовым периодом. Соответственно, происходит эскалация рисков неисполнения буровых (установочных и прочих) обязательств в срок, т.к. зачастую на период свободного ото льда моря приходится время штормов, сильных ветров и больших волнений, что в свою очередь усложняет работы и мешает их проведению. Все это усложняет разработку и затрудняет ее реализацию (рис. 1, Д);

- глубина моря (рис. 1, Е). Тип и вид морских сооружений сильно зависит от глубины моря. В теории проблемы, связанные с глубиной моря, нарастают по экспоненте с ее увеличением, но практика показывает, что на небольших глубинах и в прибрежных районах возникают другие сложности: высокая экологическая чувствительность, вспахивание дна ста-мухами, что представляет проблемы для подводных и подземных трубопроводов, и береговая эрозия [2];

- удалённость от берега (рис. 1, Ж) – критерий, влияющий на выбор типа транспорта углеводородов (в т.ч. указывает на возможность прокладки трубопровода от месторождения до берега). Кроме того, данный критерий важен из-за вопросов охраны здоровья и промышленной безопасности (поиск и спасение персонала в ЧС). Этот параметр оценивается как наименьшее расстояние от акватории до береговой линии. Удаленные от берега акватории характеризуются отсутствием инфраструктуры, спутникового покрытия и возможности быстрого аварийного реагирования. Помимо этого, прибрежные акватории в большей степени экологически чувствительны, чем удаленные от берега, в частности, вызывает беспокойство береговая эрозия;

- удалённость от баз снабжения. Данный фактор рассматривается для предварительной оценки работ по обеспечению необходимым оборудованием, материалами и рабочей силой (т.е. система снабжения, обеспечения, транспорта и т.д.). В арктических условиях логистическая составляющая проекта является одной из ключевых и сложнейших задач, т.к. от своевременных поставок оборудования, материалов и продуктов зависит не только процесс бесперебойной и эффективной

добычи углеводородных ресурсов, но и жизнь вовлеченного в этот процесс персонала (рис. 1, 3);

- животный и растительный мир акватории. Данный критерий связан с количеством и разнообразием видов флоры и фауны арктических морей. Этот параметр учитывает экологическое равновесие региона. Разнообразие животного и растительного мира арктических морей довольно большое, а ряд животных и вовсе включен в Красную книгу, как, например, нарвалы, белые медведи, белухи, атлантический морж, гренландский кит и др. (рис. 1, И);

- потенциальные экологические угрозы при аварийном загрязнении акватории. Данный критерий показывает возможный ущерб, который может быть нанесен экологическому балансу из-за аварии при разливе нефти, а также возможность вернуть баланс в нормальное состояние (рис. 1, К). Помимо учёта количественных и качественных показателей растительного и животного мира, этот фактор также зависит и от других критериев: постоянные течения в регионе и их векторы, метеорологические условия, удаленность акватории от береговой линии и от производственных баз,

ледовые условия и т.д. Включение подряд двух экологических факторов в общий анализ обусловлено тем, что бережное отношение к крайне чувствительной северной экосистеме и понимание возможных последствий из-за нарушения природного баланса являются основополагающими критериями для добросовестного и ответственного освоения арктических морей.

Технологическая доступность акваторий показана на рис. 2.

Углеводородные ресурсы и степень их разведанности

«Геологическая ось» показывает степень разведанности акватории, а также возможные запасы нефти и газа в регионе:

- степень разведанности акватории рассматривается как плотность сейсмической изученности (пог. км/км²) и объемов проведенной сейсморазведки (рис. 3 иллюстрирует этот показатель на примере Печорского моря);

- оценка ресурсов – нефть, газ и конденсат, выраженные в т н.э. Базируется на классификации структур (месторождений) по величине их запасов. На рис. 4 показаны лицензионные участки компаний

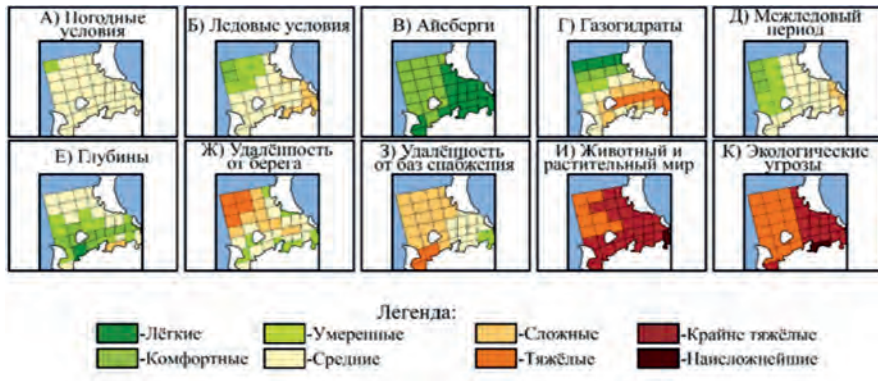


Рисунок 1. Характеристики Печорского моря [3]

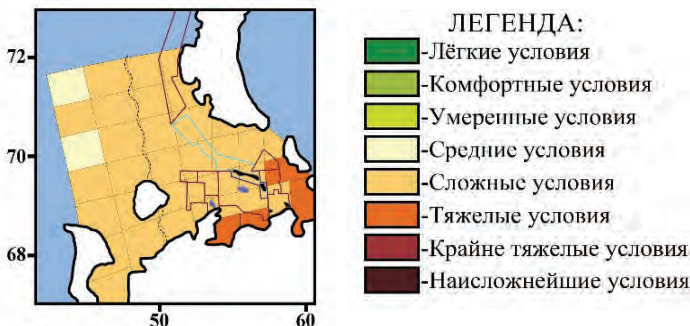


Рисунок 2. Карта технологической доступности акваторий, построено по [4]

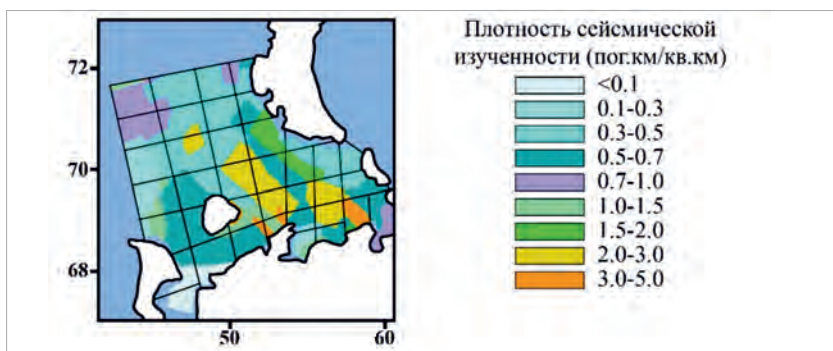


Рисунок 3. Плотность сейсмической изученности, построено по [5]

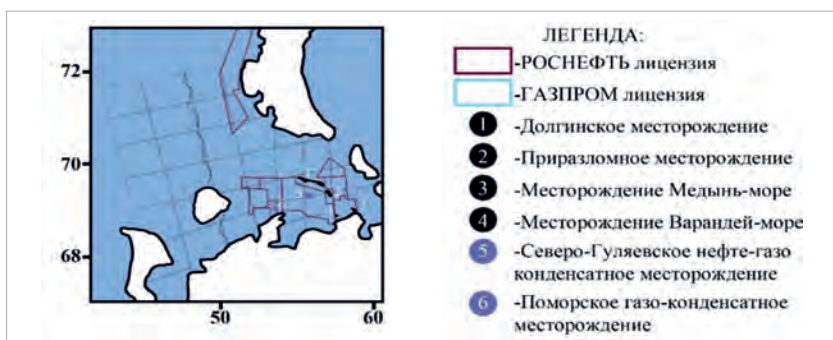


Рисунок 4. Открытые месторождения и лицензионные блоки [4]

Роснефть и Газпром, а также открытые месторождения Печорского моря. Так, на нём изображены 6 месторождений, из которых на данный момент в разработке находится только месторождение Приразломное.

Следует учесть, что месторождения и лицензионные блоки приходятся на разные зоны, поэтому их возможные извлекаемые ресурсы распределены по этим зонам в зависимости от процентного соотношения попадания в тот или иной блок. Такой подход позволяет представить зоны как предполагаемый кластер нескольких возможных подклассовых месторождений, которые в силу своих величин невыгодно разрабатывать по отдельности. Конечно, есть вероятность, что лицензионные участки, приходящиеся на конкретную зону, не будут содержать промышленных запасов углеводородов, поэтому здесь уместно будет предположить вероятность их нахождения как 50% (значение P50).

Стоит отметить, что чем больше будет участков и чем меньше будут их размеры, тем более детальной будет картина освоения этих участков и сократится необходимость в использовании процедур усреднения данных.

Ввиду того, что данные по запасам

или структурам есть не для всей акватории, для чистоты сравнения подобные «пустые» участки исключаются из дальнейшего анализа (рис. 5). Соединив предыдущие два параметра с помощью методов нечеткой логики, получаем карту запасов.

Экономическая привлекательность разработки

«Экономическая ось» с точки зрения ценового показателя разработки представляет собой возможную выручку от реализации проекта и рассчитывается как произведение текущей цены на баррель нефти и предварительной оценки запасов той или иной территории. Этот экономический показатель не является всеобъемлющим и отображает лишь самую идею о том, что включение экономического блока позволит более детально присмотреться к тем или иным территориям с точки зрения экономической привлекательности.

Методология

Методология подхода для анализа перспектив освоения месторождений нефти и газа в арктических морях основана на теории нечеткой логики. Для этой цели вся территория Печорского

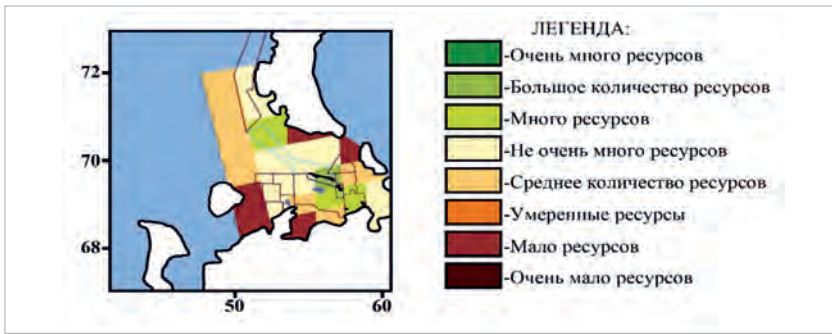


Рисунок 5. Ресурсная карта [4]

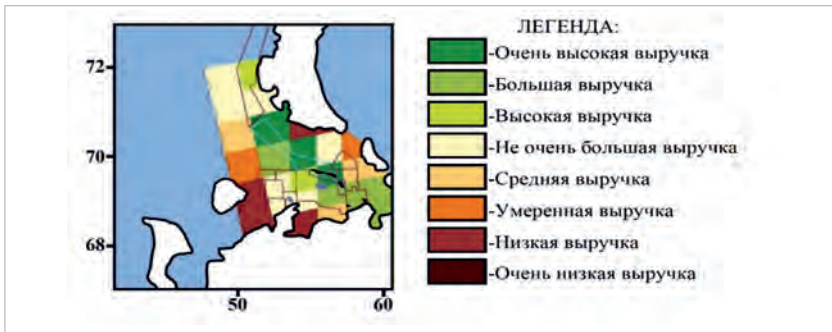


Рисунок 6. Экономическая привлекательность разработки [4]

моря была разделена на несколько зон. Эти зоны были изучены и оценены с использованием многокритериального подхода. Использование методов нечеткой логики было обусловлено тем, что в силу своих возможностей они без каких-либо затруднений позволяют оперировать большим количеством анализируемых параметров при малой изученности Арктики и большой неопределенности имеющихся данных [6, 7].

В сравнении с булевой логикой этот подход отличается от стандартных бинарных логистических ответов «истина» или «ложь». Это позволяет нам отражать степень неполноты и неопределенности наших знаний [8] и дает эффективные инструменты для построения моделей, наиболее адекватно отображающих количество и качество имеющихся данных [9].

Многокритериальность при оценке сложности условий означает одновременный анализ множества факторов. Этот подход подробно обсужден в работе [10], где была проанализирована задача картирования технической доступности, и потому в данной статье подход будет описан кратко. Как было изложено выше, для построения карт были выбраны три основные оси. Целый диапазон значений для каждого критерия

был отображен на оси соответствующей функции принадлежности, которая была далее разделена на восемь различных классов, где 1-й класс имел самое низкое, а 8-й – самое высокое значение.

Впоследствии каждая группа описывается четко определенными рамками числовых значений из интервала [0, 1], который разделен на 8 подинтервалов шириной 0,125 каждый. Чтобы агрегировать эти характеристики для построения общей карты, авторы с учетом существующих подходов к нечеткой систематизации данных выбрали метод взвешенной геометрической оценки (далее – ВГО). Метод взвешенной геометрической оценки основан на следующем соотношении:

$$\mu_{A_0} = \mu_1^{\omega_1} \cdot \mu_2^{\omega_2} \dots \mu_n^{\omega_n} \quad (1)$$

где

μ_i – оценка по критерию i ;

ω_i – коэффициент значимости этого критерия;

n – общее число критериев, участвующих в оценке.

Помимо деления зон (акваторий) по кластерам, разработанная программа позволяет проводить ранжирование участков морей, т.е. их расстановку, по степени при-

влекательности или сложности условий их освоения [11]. Нечеткое ранжирование состоит из 3 последовательных этапов вычислений.

Первым из этапов является расчет нестрогого предпочтения при сравнении месторождений (одно предпочтительнее не менее, чем другое) по следующей формуле [11]:

$$\mu_R(i, j) = 1 - \sum_{k=1}^n \omega_k \cdot [\mu_k(j) \ominus \mu_k(i)] \quad (2)$$

где

n – число параметров, участвующих в оценке;

i и j – номера сравниваемых месторождений (структур);

символ \ominus – ограниченное вычитание.

$$\mu_k(j) \ominus \mu_k(i) = \max\{0, \mu_k(j) - \mu_k(i)\} \quad [11].$$

Второй этап основан на принципе строгого предпочтения по сравниваемым критериям [11]:

$$\mu_P(i, j) = \mu_R(i, j) \ominus \mu_R(j, i) \quad (3)$$

Последний этап нечеткого ранжирования является связующим звеном двух предыдущих этапов и помогает ранжировать месторождения по степени сложности их освоения. Для этого используется следующее соотношение [11]:

$$\mu_\Phi(i) = \frac{1}{(n-1)} \left\{ \sum_{j \neq i} \mu_P(i, j) \ominus \sum_{j \neq i} \mu_P(j, i) \right\} \quad (4)$$

В данном случае первая сумма по-

казывает нечеткую меру предпочтения элемента i ко всем остальным элементам j в среднем. Вторая сумма показывает нечеткую меру предпочтения элементов $j \neq i$ к элементу i в среднем.

Анализ каждой зоны по описанным выше критериям позволил составить сводную таблицу характеристик всех участков, что в свою очередь позволило агрегировать многокритериальную оценку в однокритериальную с помощью метода взвешенной геометрической оценки ВГО и построить карту доступности, учитывающую экономическую, технологическую и геологическую составляющие (рис. 7).

Помимо разделения зон (акваторий) на кластеры по уровням доступности, разведанности и экономической привлекательности, на рис. 7 отображено ранжирование территорий.

Нетрудно заметить, что месторождение Приразломное находится в 1-й зоне по ранжированию, что и подтверждается его промышленным освоением. Организация системного подхода к планированию хозяйственной деятельности позволит создать комплексный и поэтапный ввод других месторождений в разработку.

Согласно рис. 7, следующим этапом освоения региона вполне может стать освоение Долгинского и Северо-Гуляевского месторождений с последующим переходом на месторождения Варандей-море и Медынь-море. При этом необходимо продолжать геологоразведочные работы на лицензионных участках для выявления перспективных структур и открытия новых месторождений.

Заключение

Печорское море является регионом с высокой экологической чувствительностью, поэтому крайне важно минимизировать не-

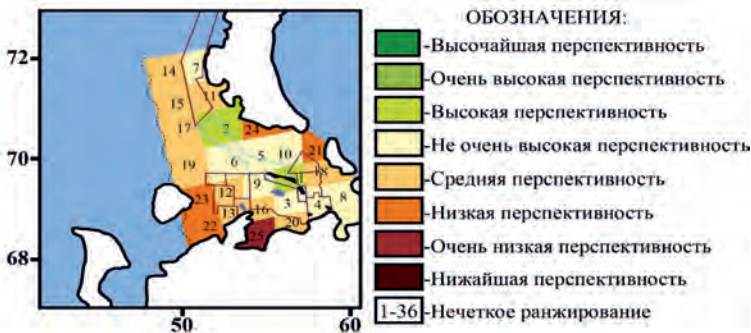


Рисунок 7. Нечеткая кластеризация и ранжирование месторождений/блоков по 3-м осям [4]

гативные антропогенные воздействия. Последовательное планирование разработки месторождений позволяет комплексно подходить к оптимизации освоения акватории. Высокий коммерческий потенциал региона и неопределенности, вызванные глобальным изменением климата, требуют интенсификации исследований для достижения стабильной и долгосрочной стратегии развития. Благодаря присущим свойствам, нечеткая логика позволяет прогнозировать этапы развития на основе изменчивой, неполной и неточной информации. Эти кон-

кретные математические свойства позволяют оценивать потенциальную разработку нефтяных и газовых месторождений, расположенных в арктических акваториях, с разных точек зрения, либо концентрируясь на одном параметре, либо проводя всесторонний многокритериальный анализ.

Стоит отметить, что рассматриваемый в статье пример явно демонстрирует, что разработка Печорского моря началась в той же зоне, как это было предложено методологией, разработанной авторами.

Список использованной литературы

1. Judzis A., Schofield T.R. and Yousif M. Stabilization of In-Situ Hydrates Enhances Drilling. – Performance and Rig Safety Proc. SPE Annual Technical Conf. and Exhibition (San Antonio), 1997, SPE 38568.
2. Mørk K. The challenges facing Arctic pipelines, design principles for extreme conditions. – J. Offshore Oil and Gas Magazine, 2007, № 67, p. 9.
3. Zolotukhin A. and Pivovarov K. Use of multicriteria approach and methods of fuzzy mathematics for estimating development conditions of arctic seas in terms of the south-eastern part of the Barents Sea. – J. Arctic: ecology and economy, 2018, 3(31), p. 100–111.
4. Pivovarov K., Zolotukhin A. Streletsкая V. Application of multicriteria fuzzy clusterization approach to assess the arctic seas oil and gas field development prospects. – IOP Conf., series Material Science and Engineering, 2019, 700, 012049.
5. Tkachenko M. Geological structure and oil and gas potential of the Jurassic complex of the central part of the East Barents megaproject. – Moscow, 2014 (FGBU VNIGNI).
6. Zade L. Fuzzy sets. – J. Inform. Control, 1965, № 8(3), p. 338–353.
7. Хургин Я.А. Нечеткие методы в нефтегазовой промышленности. – М., Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, 1995, 131 с.
8. Леоненков А. Нечеткое моделирование в MATLAB и fuzzy TECH. – Санкт-Петербург, «BNV Petersburg», 2005, 736 с.
9. Круглов В.В., Длин М.И., Голунов Р.Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. – М., Физматлит, 2001, 201 с.
10. Zolotukhin A., Nestic S., Pivovarov K. and Streletsкая V. Mapping the main risks for offshore operations in the Pechora Sea. – Материалы конф. Int. Conf. on Safety and Security Engineering (Rome), SAFE, 2017, 174, p. 69–80.
11. Zolotukhin A. Engineering methods in petroleum science. – Stavanger, Stavanger University, Preprint – Lecture notes on the master's course MPE, 2007, 140 p.

АРКТИКАЛЫҚ ТЕҢІЗДЕРДІҢ АҚВАТОРИЯЛАРЫНЫҢ БАРЛАНҒАН ДӘРЕЖЕСІ МЕН ТАБИҒИ БАЙЛЫҚТАРЫНЫҢ ПЕРСПЕКТИВАЛАРЫН БАҒАЛАУДА БҰЛЫҒЫР МАТЕМАТИКАЛЫҚ ӘДІСТЕРДІ ПАЙДАЛАНУ

К.Н. Пивоваров, В.В. Стрелецкая, А.Б. Золотухин

Мақалада ресурстарды бағалау мен бизнесті жоспарлауда біркелкі тәсіл пайдалану келтірілген. Мысал ретінде Печор теңізінің мұнайгаз ресурстары қарастырылған. Қарастырып отырған проблеманың ерекшелігіне байланысты (сандық және сапалық мәліметтер мен сипаттар) көпкритерилі бұлыңғыр кластеризация әдісі қолданылады. Мұнай және газ кен орнындарын пайдаланудың перспективасын анықтау үш критериге сүйенген: ресурстардың болуы (аймақтың табиғи-климаттық жағдайы), көмірсутек

ресурстары және олардың зерттелу дәрежесі, дамудың экономикалық бағасы. Жүргізілген талдаудың нәтижесі Печор теңізі аймағының картасы түрінде келтірілген және картада ең маңызды және қолжетімді аймақтар бейнеленіп, олардың даму кезеңдері көрсетілген. Тәуекелі төмен, пайдасы жоғары болатын кезеңдерге сүйену аймақтың ресурстарын игерудің ұтымды әрі проблемасы аз негізін құрауы мүмкін.

Түйінді сөздер: Арктика, Печор теңізі, игеру шарттары, ресурстар, барланғандық, бұлыңғыр логика, классификация, көпкритерилі тәсіл, ранжирлеу, қолжетімділік картасы, болжау, Солтүстің теңіз жолы

APPLICATION OF MULTICRITERIA FUZZY CLUSTERIZATION APPROACH TO ASSESS THE ARCTIC SEAS OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT PROSPECTS

K.N. Pivovarov, V.V. Streletskaaya, A.B. Zolotukhin

The article describes a unified approach to the assessment of resources and business planning. As an example, the paper considers oil and gas resources of the Pechora Sea. Based on the specifics of the problem (the quantity and quality of the available data and their nature), the methods of multicriteria fuzzy clusterization are used. The assessment of the prospects for the development of oil and gas fields was carried out using 3 criteria, namely: availability of resources (natural and climatic conditions of the region); hydrocarbon resources and their degree of exploration; economic assessment of the development. The results of such an analysis are presented in the form of maps of the Pechora Sea area, illustrating the most important and accessible areas and the sequence of their development. Such a stepwise development based on minimizing the risk and maximizing the benefits can be the basis for the successful and trouble-free development of the resources of the entire region.

Keywords: Arctic, Pechora Sea, development conditions, resources, exploration, fuzzy logic, classification, ranking, multi-criteria approach, accessibility maps, Northern Sea Route.

Информация об авторах

Пивоваров Константин Николаевич – аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, pivovarov_k@mail.ru.

Стрелецкая Влада Владимировна – аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, vlada.streletskaaya@gmail.com.

Золотухин Анатолий Борисович – доктор технических наук, профессор, советник ректората, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, anatoly.zolotukhin@gmail.com.

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва, Россия

УДК 553.982.2

ГЕОХИМИЧЕСКИЙ АТЛАС ПО «ФИНГЕРПРИНТИНГУ» НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев,
Н.Д. Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, А.К. Досмухамбетов

В данной статье представлен «геохимический атлас нефти» 18 месторождений АО «Эмбамунайгаз» по результатам фингерпринтинга, проведенного на базе Центральной научной лаборатории исследований (ЦНЛИ) Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». Данный вид геохимического анализа позволяет классифицировать нефти по химическому составу и дает дополнительную информацию по продуктивному горизонту месторождения. Для выполнения исследования были применены высокотехнологическое оборудование и инструменты для интерпретации данных. Полученные данные можно применить для уточнения вопросов во время разработки месторождений и ориентировать направления поисково-оценочных и геологоразведочных работ перспективных нефтегазоносных комплексов. В данной статье сформированы и сгруппированы результаты геохимических исследований месторождений компании АО «Эмбамунайгаз», представлено общее видение для продолжения работ в области геологоразведки.

Ключевые слова: геохимия, хроматография, «фингерпринтинг нефти», миграция углеводородов.

Введение

Одним из направлений геохимического изучения нефти в мировой практике являются исследования резервуарной нефти – так называемый «фингерпринтинг нефти». Фингерпринтинг нефти (англ. fingerprint – отпечаток пальца) – это «отпечатки» нефти, которые используются для выявления различия или сходства нефти в пределах продуктивного пласта, залежи месторождения или бассейна на молекулярном уровне. Это дает информацию о флюидодинамической сообщаемости площадей нефтеносности, которая позволяет определить возникшие проблемы в процессе разработки месторождения (текущее состояние и целостность скважин) открыть новые горизонты в области геологоразведки (направление миграции углеводородов (далее – УВ), оценить нефтегазоносность площади).

Наиболее актуальной проблемой для большинства недропользователей является восполнение ресурсной базы ввиду уменьшения остаточных извлекаемых запасов нефти в процессе разработки. Вследствие этого недропользователи вынуждены искать более доступные и достоверные методы изучения месторождений и структур. Технология фингерпринтинга нефти является не только самым доступным (бюджетным), но также научно обоснованным и достоверным способом для получения информации о путях миграции УВ в пределах нефтегазоносного бассейна.

На рис. 1 показано, как интеграция геохимических и геофизических данных увеличивает результативность разведки более чем в два раза по сравнению с использованием только геофизических данных на примере одной из западных компаний [1]. Представленная зависимость открытых новых геологических запасов нефти от количества пробуренных разведочных скважин (всего 165 ед., из которых 120 скважин оказались «сухими» и только 45 – продуктивными) проиллюстрирована на примере одного из месторождений на Аляске. Рассмотрены три сценария успешности бурения и совокупность влияния методов исследования. На данном графике (рис. 1) наглядно показана роль геохимических и геофизических исследований и их совместной интерпретации, повышающих эффективность прогнозирования до 63%. В качестве геохимических данных были использованы сведения о нефтематеринской породе в плане термической зрелости, генеративного потенциала, времени генерации, миграции и аккумуляции УВ относительно формирования ловушек, направлений миграции УВ и т.д.

Метод фингерпринтинга успешно применяется для анализа нефти месторождений разных стран (Канады, США, Кувейта, Нигерии, Великобритании и др.) уже более 30 лет [2–6]. Например, на основе сравнения «лепестковой» диаграммы нефти месторождения Северного моря Айдер (Eider) с нефтями других соседних место-

рождений, таких как Терн (Tern), Корморан (Cormoran) и Оттер (Otter), было доказано, что нефти месторождения Айдер мигрировали с северо-восточного направления, начиная от месторождения Оттер. Благодаря данной информации была пробурена скважина EA10S1 в сводовой части по направлению разлома, давшая достаточно высокий приток нефти, тем самым подтверждая пути миграции УВ (рис. 2). Недостатком данного метода является то, что метод применяется только для небодеградированных нефтей (не применим на биодеградированной нефти и нефти с высокой термической зрелостью).

В Казахстане впервые начали применять данный метод на базе Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг». За последние 5 лет выполнены анализы более чем 4500 образцов нефти из 117 месторождений и структур Казахстана и России, накоплена огромная база данных по осадочным бассейнам.

С 2015 г. АО «Эмбаунайгаз» активизировало геологоразведочные работы, были определены приоритетные направления для проведения поисково-разведочных работ. В 2017–2019 гг. в геохимической лаборатории выполнялись комплексные исследования 546 образцов нефти 33 разных месторождений. Как было отмечено, ос-

новным показателем, который лимитирует проведение исследования, является биодеградация и высокая термическая зрелость испытуемого материала. По этим показателям не удалось определить все образцы меловых отложений (Терень-Узюк, Каратон, Акнияз, Молдабек Восточный, Кондыбай) и некоторые пробы юрских (Забурунье, Ровное, Уз).

Целью данного исследования является создание атласа по фингерпринтингу нефтей месторождений АО «Эмбаунайгаз». Геохимический атлас нефти позволит классифицировать нефти по химическому составу, рассмотреть вопросы разработки и геологоразведки. Для уточнения геологических неопределённостей требуется рассмотреть результаты данного исследования совместно с геолого-геофизическими материалами месторождений.

Методология исследования

Отбор проб и подготовка образцов нефти

Отбор образцов нефти, процедура транспортировки и подготовки образцов к исследованиям проводились согласно внутренним стандартам филиала (рис. 3). Все образцы нефти были отобраны из различных зон накопления нефти и разных стратиграфических горизонтов.

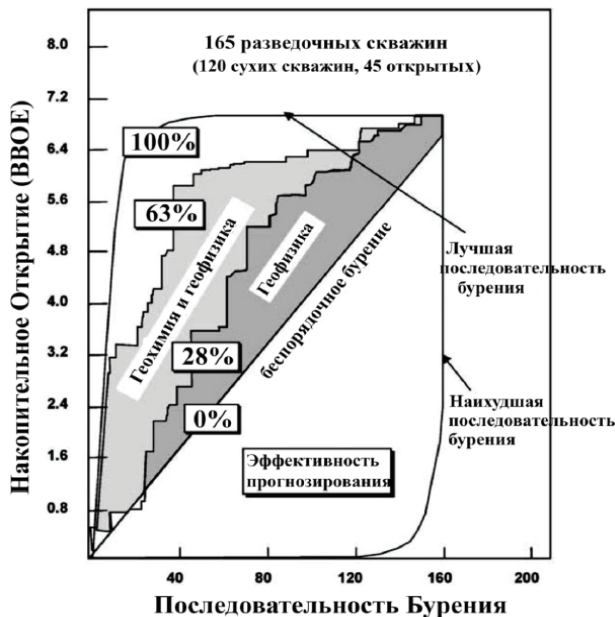


Рисунок 1. Применение геохимии нефти и газа для повышения эффективности прогнозирования нефтегазоносности (измененный рисунок, [1])

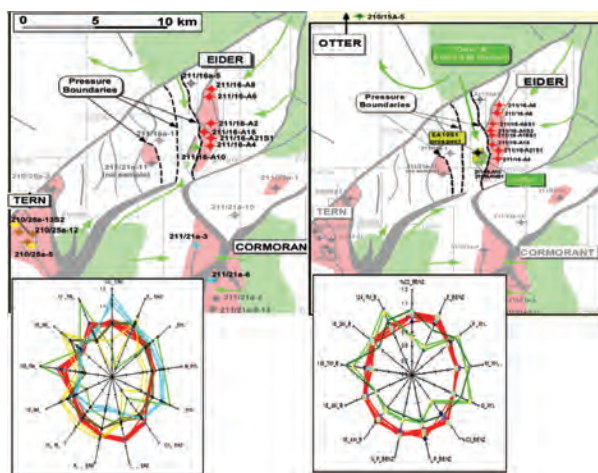


Рисунок 2. Воспроизведение миграции флюидов и заполнения коллектора по результатам фингерпринтинга нефти



Рисунок 3. Процедура подготовки образцов

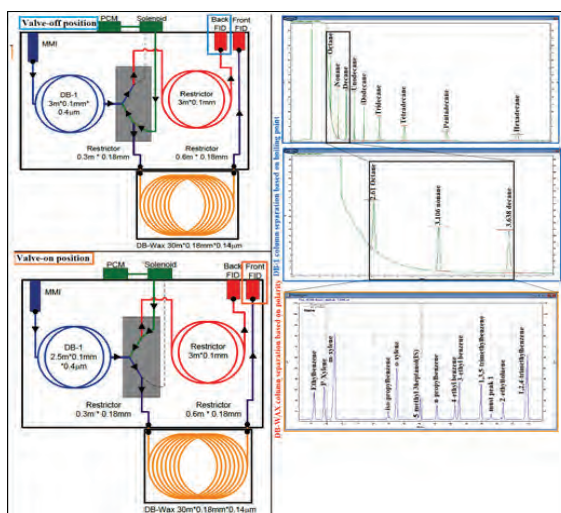


Рисунок 4. Схема и принцип работы газового хроматографа с двумя пламенно-ионизационными детекторами LTM-MD-GC

Газохроматографический анализ на LTM-MD-GC

Для фингерпринтинга использовался многомерный газовый хроматограф Agilent 7890B с двумя пламенно-ионизационными детекторами (FID) с целью определения ароматических компонентов с низкой термальной массой. На рис. 4 представлена схема и принцип работы газового хроматографа с двумя пламенно-ионизационными детекторами (LTM-MD-GC): в положении закрытого клапана («valve off position») все *n*-алканы в составе нефти проходят через колонку первичного разделения (DB-1), затем через ограничитель («restrictor») и выходят из заднего детектора FID.

Ароматические компоненты (12 графических пиков) в составе нефти, которые выходят между октаном (C₈) и деканом (C₁₀), разделяются во второй колонке DB-Wax в открытом положении клапана («Valve-on position») и фиксируются на переднем детекторе («Front FID»).

Для количественного и качественного анализа нефти перед началом анализа на LTM-MD-GC в пробы нефти добавлялся 5-метил-3-гептанон. Стандартная смесь *n*-алканов состоит из нескольких углеводородов от C₆ до C₁₅. По полученной хроматограмме необходимо идентифицировать пики *n*-алканов от октана (C₈) до декана (C₁₀) и определить отрезок времени удерживания, который в дальнейшем будет использоваться для определения метода анализа с двумя пламенно-ионизационными детекторами одновременно.

Время удерживания каждого компонента в виде пика на хроматограмме зависит от молекулярной массы (MW) и температуры кипения (BT) каждого компонента. Чем меньше молекулярная масса и ниже температура кипения, тем быстрее выход компонентов нефти. Например, этилбензол (MW – 106,17 г/моль, BP – 136°C) выходит раньше, чем 4-этилтолуол (MW – 120,19 г/моль, BP – 162°C) и 1,3,5-триметилбензол (MW – 240,4 г/моль, BP – 164,7°C). Структуры, молекулярные массы и формулы ароматических компонентов представлены на рис. 5.

Интерпретация результатов анализа фингерпринтинга нефти

Метод фингерпринтинга нефти с использованием многомерной газовой хроматографии с низкой термальной массой и ароматических компонентов позволяет провести корреляцию «нефть-нефть», то есть провести корреляцию нефти между скважинами, между пластами и между месторождениями, выявить схожесть и различия нефти. Для корреляции нефти продуктивных пластов используются соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах LTM-MD-GC (рис. 6), по которым строятся так называемые «лепестковые» диаграммы, наглядно иллюстрирующие сходство и различие флюидов.

Все пробы на LTM-MD-GC были проанализированы дважды для достоверности исследований. Результаты данного анализа показали высокую точность сходимости и воспроизводимости, а погрешность метода составляет менее 1% (из числа проб, не подвергшихся биодеградации).

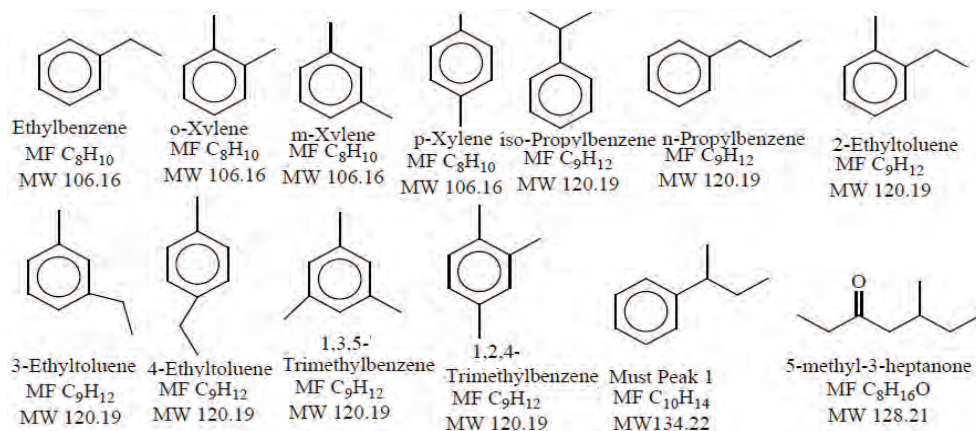


Рисунок 5. Молекулярные структуры, формулы ароматических компонентов, используемых для фингерпринтинга нефти

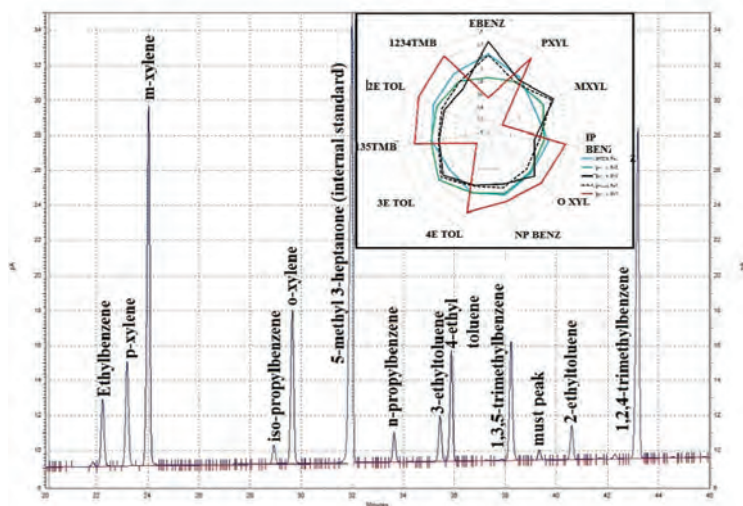


Рисунок 6. Хромотограмма представительной нефти на LTM-MD-GC и результаты «фингерпринтинга» нефти в виде «лепестковой» диаграммы

Интерпретация полученных результатов геохимических исследований

Несмотря на продолжающиеся разведочные исследования, до сих пор существуют вопросы о генетической принадлежности и источниках нефти месторождений, относящихся к Астраханско-Актюбинской системе поднятий. Генетическая типизация исследованных образцов нефти свидетельствует о наличии различных генетических разновидностей нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз», в основном связанных с разными генерационными источниками – материнскими породами карбонатных (9 месторождений) и глинистых (24 месторождений) формаций [7].

По биомаркерному составу нефти выявлено, что осадконакопление органического вещества (далее – ОВ) нефти карбонатных происхождений (Акнияз, Актобе, Досмухамбетовское, Кисимбай, Каратон, Терень-Узюк, Карасор, С. Нуржанов, Западная Прорва) образовывались в неглубоких условиях залегания, в то время как ОВ месторождений Северный Котырмас, Восточный Молдабек, Б. Жоламанов, Уаз, Кондыбай, Северный Жолдыбай, Восточный Мапат, Кошкар, Байчунас, Ботакан, Корсак, Алтыкуль, Косчагыл, Кульсары, Аккудук, Акинген, Гран, Ровное, Жанаталап, С. Балгимбаев, Забурунье, Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Западное Камышитовое и структуры Лиман осаждались в глубокой морской среде. По результатам исследования Peters et al (2005) [8] пред-

полагаемый возраст нефти карбонатного происхождения относится к палеозойским отложениям. Такие данные хорошо согласуются с результатами сейсмических исследований бассейна. Согласно исследованиям Ескожа Б.А. и др. (2019) [9], в результате тектонического движения в позднедевонский и раннекаменноугольный период в регионе Каратон-Тенгизского поднятия наблюдались мелководные условия, образовывались шельфовые карбонаты, а изолированные карбонатные постройки формировались на поднятых частях. Вопрос возраста нефтематеринских пород нефти глинистого (терригенного) происхождения остается открытым, т.к. возрастные параметры дают разные значения. Для воспроизведения маршрутов миграции углеводородов и заполнения коллектора важную информацию может дать метод фингерпринтинга нефти.

В данной работе использовались 223 небиодеградируемых образцов нефти 18 месторождений и структур АО «Эмбаунайгаз». Все месторождения относятся к Астраханско-Актюбинской системе поднятий, опоясывающих южную и юго-восточную часть Прикаспийского бассейна. Для наглядности атласа по фингерпринтингу нефти все изучаемые месторождения были распределены на 3 группы по географическим признакам и результатам биомаркерных исследований нефти:

1. Месторождения, относящиеся к Каратон-Тенгизскому поднятию (Прорвинская группа месторождений): Досмухам-

бетовское, Актобе, С. Нуржанов, Западная Прорва, Карасор. По результатам биомаркерного анализа нефти этой группы имеют ОВ карбонатного происхождения.

2. Месторождения, относящиеся к отдельным куполам Биикжальского свода: Аккудук, Акинген, Восточный Макат, Северный Котырмас, Б. Жоламанов, Ботакан, Алтыколь, Кульсары, Карсак. По результатам биомаркерного анализа нефти данной группы относятся к ОВ глинистого происхождения.

3. Месторождения, относящиеся к Северо-Каспийскому своду (Новобогатинское и Октябрьское поднятия): соляной купол Мартыши – С. Балгимбаев, Лиман, Гран, Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Западное Камышитовое и отдельный соляной купол Жанаталап. По распределению биомаркеров нефти данной группы имеют признаки глинистого и карбонатного генезиса.

Необходимо отметить, что нефти некоторых изученных структур и месторождений (Терень-Узюк, Акияз, Каратон, Восточный Молдабек, Северный Жолдыбай, Уаз, Кондыбай, Байчунас, Кошкар, Забурунье, Ровное) в связи с высокой степенью биодegradации оказались непригодными для интерпретации фингерпринтинга.

Анализ группы Каратон-Тенгизского поднятия

В первую очередь было проведено сопоставление усреднённых значений ароматических компонентов в составе нефти месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию, которые представлены на рис. 7 в виде «лепестковых» диаграмм. Интересно, что каждое месторождение имеет свой уникальный фингерпринт. Нефти Западной Прорвы и С. Нуржанов имеют идентичные «лепестковые» диаграммы, в то время как нефти месторождений Досмухамбетовское, Актобе и структуры Карасор отличаются от них и друг от друга.

По конфигурациям «лепестковых» диаграмм алкилбензолов нефти из скважин Г-2 и Г-9 структуры Карасор сильно отличаются друг от друга, что может свидетельствовать о плохой гидродинамической связи между продуктивными пластами. «Отпечатки» одной пробы нефти из скважины №406 Западной Прорвы выбиваются из общей картины, что, скорее всего, вызвано испарением углеводородов при отборе проб, судя по отсутствию легкой фракции *n*-алканов на хроматограмме.

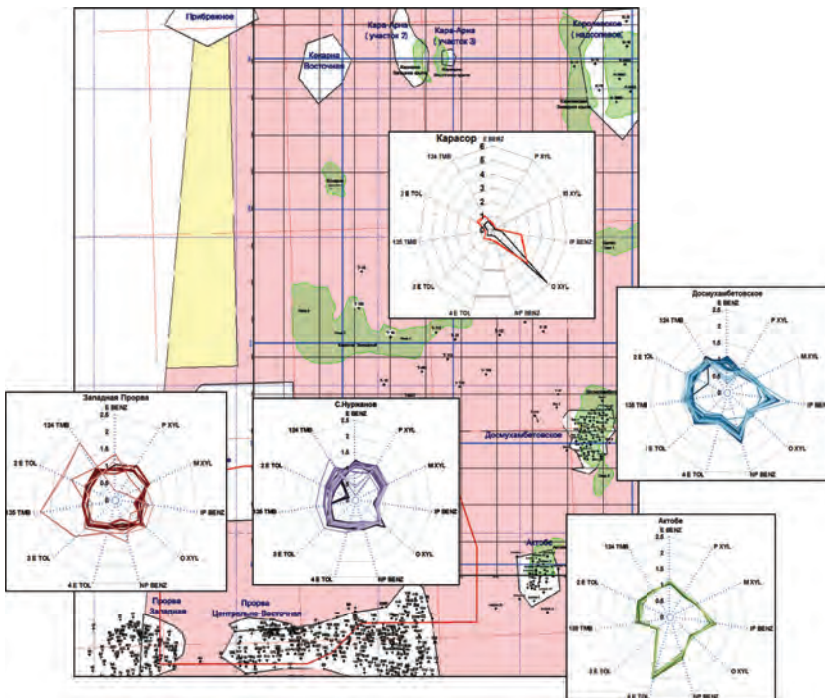


Рисунок 7. Фингерпринтинг нефти в виде «лепестковой» диаграммы месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию

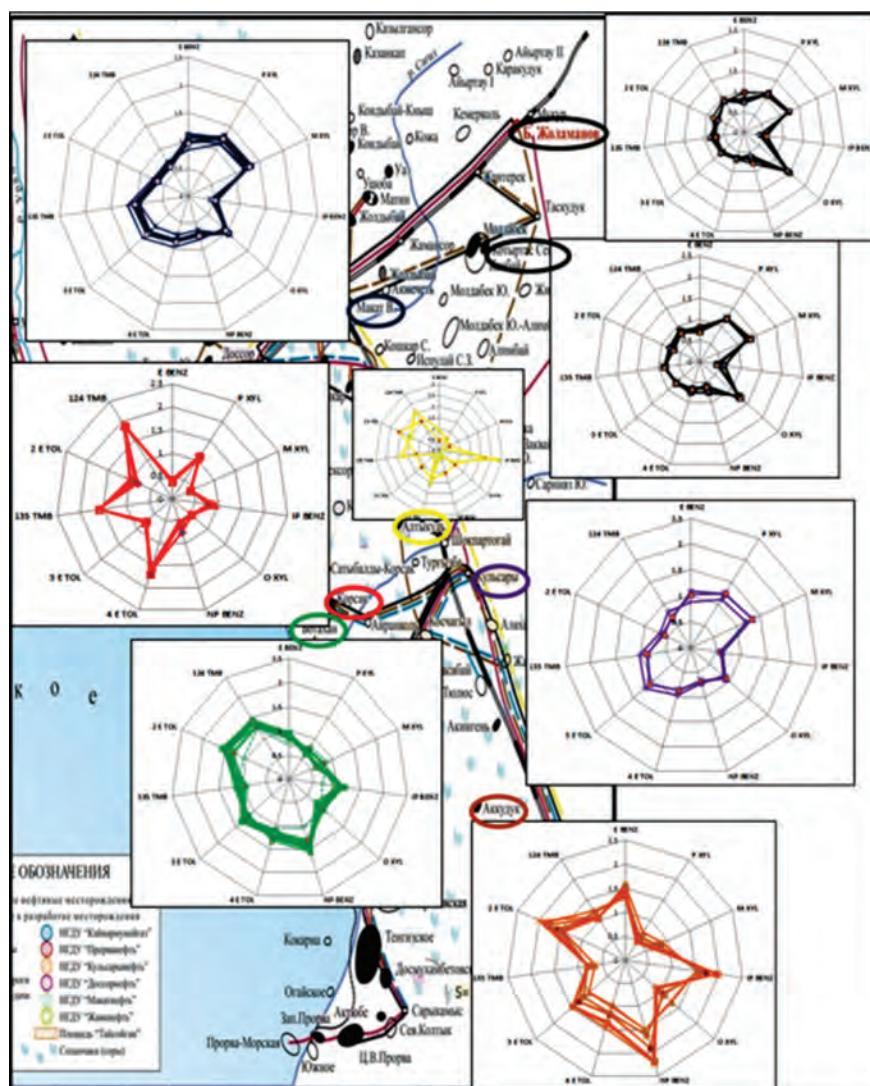


Рисунок 8. Фингерпринтинг нефти месторождений, относящихся к отдельным куполам Биикжальского свода

Анализ группы Биикжальского свода

На рис. 8 представлены результаты фингерпринтинга в виде «лепестковой» диаграммы нефти месторождений Биикжальского свода. По результатам исследования установлено, что нефти месторождений Б. Жоламанов и Северный Котырмас обладают идентичными составами ароматических компонентов. Такой же тренд наблюдается для нефтей месторождений Кульсары и Восточный Макат. Приведенные данные могут указывать на высокие перспективы нефтеносности на площадях между триасовыми отложениями Северный Котырмас и Б. Жоламанов, хотя для

детального анализа потребуются дополнительные исследования проб нефти. Также выявлено, что нефти месторождений Карсақ и Ботахан отличаются друг от друга, что хорошо согласуется с результатами биомаркерного анализа.

Нефти из скважин №104 и 44 месторождения Алтыколь сильно отличаются по конфигурациям «лепестковых» диаграмм. Такое различие может быть вызвано либо присутствием разлома между ними, либо фракционированием нефти. Основываясь на линейном возрастании термической зрелости нефти по мере увеличения глубины залегания пласта (меловые нефти

объекта I менее зрелые, чем юрские нефти объектов II и III) на месторождении Алтыколь, можно допустить существование вертикальной миграции. Такой же сценарий характерен для нефти месторождения Ботакан, где нефти II пласта более зрелые, чем нефти I пласта.

Анализ группы Северо-Каспийского свода

Что касается нефтей месторождений, относящихся к Северо-Каспийскому своду, то идентичный фингерпринтинг нефти наблюдался для структуры Лиман, месторождений Гран, С. Балгимбаев, Восточного крыла месторождения Жанаталап (скважины № 230, 234, 253, 255 и 256) и некоторых скважин (№ 260, 297, 224, 276, 306, 218, 273, 289, 252 и 154) месторождения Камышитовое Юго-Западное (рис. 9). На месторождении Юго-Восточное Камышитовое наблюдаются два типа нефти, отмеченные коричневым (скважины № 425, 131) и черным цветами (остальные скважины). Некоторые пробы нефти Юго-Восточного Камышитового и Юго-Западного Камышитового имеют в определенной мере схожие составы.

Фингерпринтинг одной пробы из скважины месторождения Карачаганак (№ 241)

отличается от проб других нефтей месторождения Жанаталап. По генетическим параметрам C_{29} стеран/ C_{30} гопан и дибензотиофен/фенантрен нефти Восточного участка месторождения Жанаталап отличались от нефти Северного и Основного крыла. На месторождении С. Балгимбаев отпечатки только одной пробы нефти из скважины №15 немного выбиваются из общей картины.

Выводы

В данной статье представлены первичные результаты исследований по созданию геохимического атласа по технологии фингерпринтинга нефти с использованием образцов нефти из 18 месторождений АО «Эмбаунагаз».

Для наглядности и возможности сравнения все исследованные месторождения были разделены на три группы по их географическому расположению.

Сопоставление фингерпринтинга нефти в виде «лепестковых» диаграмм показало существенные различия в составе нефти месторождений, относящихся к Каратон-Тенгизскому поднятию: нефти месторождений Западная Прорва и С. Нуржанов обладают идентичными составами, в то время как юрские нефти ме-

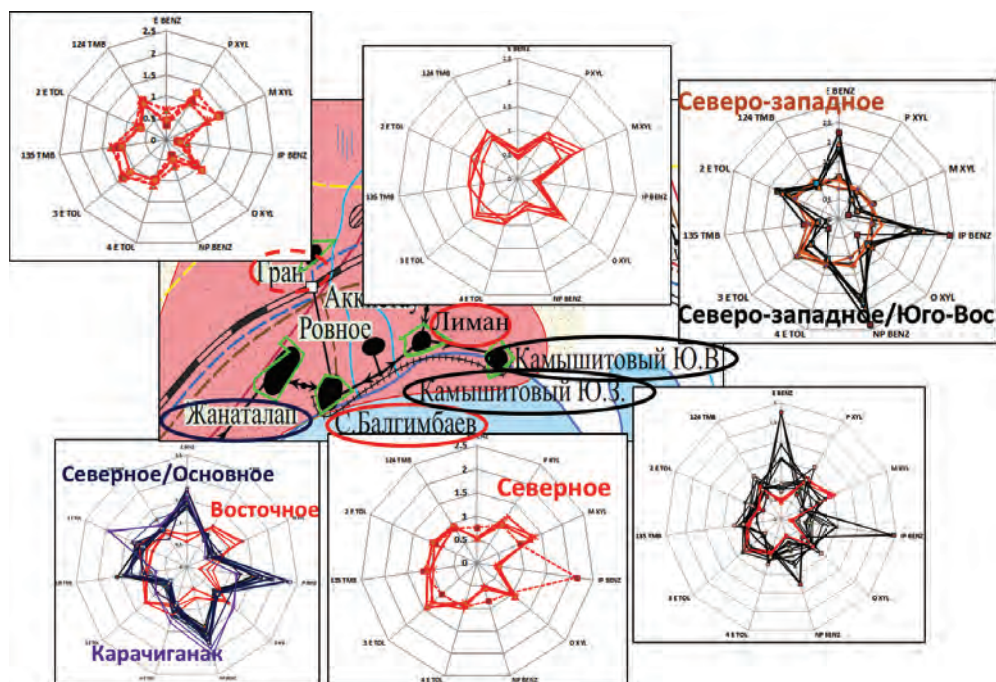


Рисунок 9. Фингерпринтинг нефти месторождений, относящихся к Северо-Каспийскому своду

сторождений Досмухамбетовское и Актобе отличаются от них и друг от друга. Нефти мелового горизонта структуры Карасор также имеют отличия от остальных нефтей.

Сопоставление значений проб нефти *8 месторождений и структур, относящихся к отдельным куполам Биикжальского свода*, указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что отмечается разными цветами. Черты сходства ароматических компонентов в нефти месторождений Б. Жоламанов и Северный Котырмас позволяют утверждать, что триасовые отложения на площадях между ними могут иметь высокие перспективы нефтеносности. Также интересным феноменом представляется такой же тренд «идентичности», наблюдающийся между пробами нефти месторождений Кульсары и Восточный Макат.

В ходе сравнения проб нефти *месторождений Северо-Каспийского свода* были получены также весьма интересные результаты: идентичный состав ароматических компонентов в нефти структуры Лиман, месторождений Гран, С. Балгимбаев, Восточного крыла месторождения Жанаталап и нефти некоторых скважин месторождения Юго-Западное Камышитовое указывает на их генетическую близость. Отличия нефти Северного и Основного крыла от

нефти Восточного крыла месторождения Жанаталап могут свидетельствовать об их разном генетическом происхождении, что хорошо согласуется с результатами биомаркерного исследования. Некоторые нефти месторождений Юго-Восточное Камышитовое и Юго-Западное Камышитовое имеют схожие составы, а пробы нефти северо-западного крыла месторождения Юго-Западное Камышитовое имеют абсолютно другой «отпечаток» нефти, который можно рассматривать как смесь или нефть другого генезиса.

Представленные исследования являются первичными и требуют тщательного изучения в целом по бассейну с использованием дополнительных материалов (другие месторождения и геолого-геофизические данные, бассейновое моделирование). Несомненно, результаты геохимических исследований могут играть важную роль в оценке перспективности нефтегазосности осадочных бассейнов при условии интеграции с геолого-геофизическими данными. Таким образом, геохимический атлас, созданный с использованием метода фингерпринтинга нефти, позволит в будущем ориентировать направление поисково-оценочных и геологоразведочных работ на перспективные нефтегазоносные комплексы.

Список использованной литературы

1. Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. – Organic Geochemistry, 2002, volume 33, issue 1, p. 5–36.
2. Ganz Herwig, M Hempton, F van der Veen and R Kreulen, Integrated Reservoir geochemistry: Finding Oil by Reconstructing migration pathways and Paleo Oil-water condition. Society of Petroleum Engineers, SPE 56896, Aberdeen, Scotland, 1999, vol 1, p. 1–7.
3. Mccaffrey M. A, Baskin David, Brooks A. Patterson Oil fingerprinting dramatically reduces production allocation costs. Journal «World Oil», 2012, p. 55–59;.
4. Van Bergen P. F, Gordon M. Production geochemistry: fluids don't lie and the devil is in the detail. Special Publications, Geological Society, London, 2018, p. 484.
5. Dekker R., Tegelaar E., Perrotta S.D, Miller, Varlet X. Le, C-A. Hasler Narhari, J.D. Rao, N. Neog, A.A. Dwindt, S. Al-Haidar, Dashti Q. Determination of fluid connectivity in the Middle Marrat of the Jurassic Fields of North Kuwait using oil fingerprinting. SPE-188375-MS. Abu Dhabi, UAE, 2017, vol 2, pages 1–6.
6. Stout S., Allen D.U. and Boehm P., Recognition of and Allocation Among Multiple Sources of PAH in Urban Sediments. Environmental Claims Journal, 2001, Vol 13, issue 4, p. 141–158.
7. Сейтхазиев Е.Ш., Генетическая типизация нефти карбонатного происхождения на месторождениях южной части Прикаспийской впадины, «SOCAR» proceedings» Азербайджан, 2019 г, №3, с. 40–60.
8. Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. The Biomarker Guide: Volume 2, Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2005, vol. 2, p. 1155.
9. Ескожа Б.А, Аймагамбетов М.У., Исмагулова С.А. Роль процесса осадконакопления в формировании ловушек нефти и газа в позднем палеозое прикаспийской впадины. – «Нефть и газ» 2019, № 2 (110), с. 43–61.

«ЕМБАМУНАЙГАЗ» АҚ КЕНОРЫНДАРЫНДАҒЫ МҰНАЙ «ФИНГЕРПРИНТИНГІ» БОЙЫНША ГЕОХИМИЯЛЫҚ АТЛАС

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев,
Н.Д. Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, К. Досмухамбетов

Бұл мақалада ЖШС «ҚМГ Инжиниринг» Атырау филиалының орталық ғылыми-зерттеу зертханасы (ОФЗЗ) негізінде жасалынған «фингерпринтинг» нәтижелері бойынша «Ембімұнайгаз» АҚ-ның 18 кен орнындағы «мұнайдың геохимиялық атласы» ұсынылған. Геохимиялық анализдің бұл түрі мұнайды химиялық құрамы бойынша жіктеуге мүмкіндік береді және өндірістік горизонт / кен орны туралы қосымша ақпарат береді. Зерттеуді жүргізу үшін жоғары технологиялық жабдықтар мен мәліметтерді интерпретациялауға арналған заманауи құралдар қолданылды. Алынған мәліметтерді кен орнын игеру кезіндегі мәселелерді нақтылау үшін және перспективті мұнай-газ кешендерін іздеу, бағалау және барлау жұмыстарының бағыттарын туралау үшін пайдаланылуға болады. Бұл мақалада «Ембімұнайгаз» АҚ кен орындарының геохимиялық нәтижелері анықталып, топтарға бөлінген және геологиялық барлау саласындағы жұмыстарды жалғастыру үшін жалпы көріністер ұсынылған.

Түйінді сөздер: геохимия, хроматография, мұнайдың «фингерпринтингі», көмірсутектердің миграциясы.

GEOCHEMICAL ATLAS OF «OIL FINGERPRINTING» FOR FIELDS OF «EMBAMUNAYGAS» JSC

Y.Sh.Seitkhaziyev, R.N. Uteyev,
N.D. Sarsenbekov, E.T. Tassemenov, A.K. Dosmukhambetov

This article presents «geochemical atlas of oil» for 18 fields of Embamunaigas JSC based on the results of fingerprinting carried out in the Central Scientific Research Laboratory (CSRL) of the Atyrau branch of KMG Engineering LLP. This type of geochemical analysis allows to classify oil by chemical composition and provides additional information on productive pay zones and fields. To carry out the study, high-tech equipment and modern tools for data interpretation were applied. The data obtained can be used to deal with issues during field development and orient the areas of prospecting, evaluation and exploration work to promising oil and gas complexes. The article summarizes the results of geochemical studies of Embamunaigas fields and presents further vision for geological exploration.

Keywords: geochemistry, chromatography, «oil fingerprinting», hydrocarbon migration.

Информация об авторах

Сейтхазиев Есимхан Шереханович – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), магистр наук в области «нефтегазовая геохимия» (Newcastle University), заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, seitkhaziyev.y@lpcmg.kz.

Өтеев Рахим Нагангалиұлы – доктор наук PhD по геологии (Université Henri Poincaré, Nancy), директор.

Сарсенбеков Нариян Данибекович – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), управляющий директор по лабораторным исследованиям, sarsenbekov.n@lpcmg.kz.

Досмухамбетов Абдрахман Куандықұлы – инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dosmukhambetov.a@lpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «ҚМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Тасеменов Ернур Тасеменович – директор департамента геологоразведочных работ, e.tasemenov@emg.kmgerp.kz.

АО «Эмбаунайгаз», г. Атырау, Казахстан

УДК 622.276

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОБОСНОВАНИЮ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ПРИ ПОДСЧЁТЕ ЗАПАСОВ

П.А. Гужиков, К.М. Кунжарикова, Е.Е. Утеубаева

Традиционные подходы к обоснованию свойств пластовой нефти, используемые при подсчёте запасов, часто приводят к ошибкам и невозможности качественного моделирования и прогноза добычи углеводородного сырья.

В статье рассмотрены примеры, где метод усреднения свойств пластовой нефти привёл к ошибкам в оценке запасов пластовой нефти и растворённого газа. Для качественного обоснования свойств пластовой нефти должны использоваться методы, основанные на физических корреляциях параметров. Приводятся критерии, которые необходимо принимать во внимание при анализе данных, способные повлиять на разделение залежи на несколько независимых регионов, а также инструменты проверки качества свойств пластового флюида.

Ключевые слова: свойства пластовой нефти, обоснование подсчётных параметров, PVT.

Одним из распространенных методов обоснования свойств пластового флюида при подсчёте запасов является статистический метод. Обоснование параметров начинается с отбраковки проб, после чего оставшиеся значения параметров усредняются. Отбраковка проб проводится по результатам сравнения параллельных проб и отклонению значений параметров от диапазона вариации основного массива данных.

Бесспорно, данная методика имеет ряд преимуществ. Усреднение исходных данных позволяет избежать объяснений причин вариации значений свойств по пробам одного пласта, связанных с качеством отбора проб, качеством лабораторных данных и природными изменениями свойств по разрезу и площади залежи. Возможно, поэтому доверия к результатам PVT исследований пластового флюида у некоторых специалистов нет, и они всё чаще полагаются на данные промыслового газового фактора. Последний может отличаться от газосодержания начальной пластовой нефти в десятки раз ввиду разных объективных обстоятельств.

Тотальное применение статистического подхода ко всем залежам пластового флюида приводит к ошибкам в оценке запасов и проблемам при моделировании разработки месторождения углеводородов.

Ниже приводятся особенности пластовых флюидов, где метод усреднения неприменим.

Для анализа первичных данных, как правило, используются результаты стандартной сепарации глубинных проб пластовой нефти, т.к. данный эксперимент

проводится для всех глубинных проб и имеет единые методические подходы к проведению. Основными параметрами, по которым удобно выполнять оценку наличия вариации свойств, являются плотность сепарированной нефти и газосодержание. Если по пробам наблюдается значительная дифференциация этих свойств, то усреднять такие данные нельзя:

1. абсолютное отклонение между минимальными и максимальными значениями плотности сепарированной нефти начиная от 8–10 кг/м³ и более;

2. относительное отклонение значений газосодержания пластовой нефти от 20% и более.

Все остальные параметры пластовой нефти прямо связаны с данными параметрами и часто несут повышенные погрешности экспериментальных исследований. Изменение плотности сепарированной нефти по пробам может указывать на:

- вариацию состава и свойств пластовой нефти по глубине залежи под действием гравитационных сил: как правило, это проявляется в залежах с высотой от 50 м и более;

- вариацию состава и свойств пластовой нефти, связанную с окислением и биодеградацией нефти, которая может проявляться на небольших интервалах глубин;

- изменения, связанные с выпадением асфальто-смоло-парафинистых отложений в процессе разработки залежи;

- разделение залежи на гидродинамически не связанные регионы (непроницаемый разлом, выклинивание пласта, литологическое замещение непроницаемыми породами и т.д.).

Таблица 1. Результаты исследований глубинных проб пластовой нефти. Пласт Ю-У

№ скважины	Середина глубины притока по а.о., м	Дата отбора	Давление эксперимента (Р _{ехр}), МПа	Температура эксперимента (Т _{ехр}), С	Давление насыщения (Р _с), МПа	Плотность пластовой нефти при Р _с , кг/м ³	Объёмный коэффициент пластовой нефти при Р _с	Газосодержание по стандартной сепарации		Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	Плотность газа сепарации, кг/м ³	Отклонение по мат. балансу, %
								М ³ /м ³	м ³ /т			
521	-2742	24.11.00	30,0	94	26,4	630,1	1,664	159,4	182,4	873,7	1,054	-0,6
657	-2794	28.03.01	32,3	91	14,3	780,0	1,227	65,4	74,3	881,2	1,063	-0,7
654	-2874	16.04.01	18,0	81	2,4	806,7	1,112	10,2	11,5	887,2	1,070	0,1
653	-2813	13.08.01	27,8	91	10,9	797,2	1,163	47,2	53,3	884,6	1,067	0,8
659	-2711	16.02.02	24,7	91	6,5	792,4	1,148	25,3	28,8	878,2	1,059	-0,5
56	-2786	07.09.04	32,3	91	15,0	683,2	1,457	99,0	112,9	876,7	1,057	-1,4
660	-2732	25.09.04	27,2	87	15,3	652,2	1,478	101,2	115,4	877,0	1,057	2,1
652	-2801	12.06.05	29,8	89	23,4	673,2	1,611	172,3	195,8	880,0	1,061	-2,0
436	-2749	02.07.05	28,3	87	19,8	666,3	1,534	137,4	158,1	869,4	1,048	-0,8
37	-2746	15.10.05	28,4	82	19,8	661,7	1,656	178,3	204,1	917,1	1,106	1,7
657	-2794	29.07.10	29,5	89	25,7	770,4	1,301	125,4	140,7	885,6	1,068	1,7
657	-2794	29.07.10	29,5	89	24,7	769,5	1,295	114,5	128,5	891,2	1,075	1,8
319	-2778	17.07.11	30,2	81	21,2	678,1	1,599	152,8	175,8	869,0	1,048	-5,1
319	-2778	17.07.11	30,2	81	21,9	673,2	1,605	167,2	192,5	868,0	1,047	-3,5
318	-2796	17.07.11	29,0	80	24,9	677,4	1,655	194,3	225,2	862,7	1,040	-5,0
318	-2796	17.07.11	29,0	80	24,8	678,8	1,652	187,6	217,1	864,2	1,042	-5,5
656	-2789	16.09.11	29,8	90	23,2	730,2	1,368	130,3	148,3	878,7	1,060	1,8
656	-2789	16.09.11	29,8	90	23,3	734,2	1,367	129,6	147,3	879,3	1,060	1,3
320	-2743	20.07.12	22,5	83	14,0	747,4	1,215	70,2	83,4	842,1	1,015	0,6
512	-2798	31.05.13	26,1	91	22,3	751,6	1,305	100,9	113,9	886,0	1,068	1,3
512	-2798	31.05.13	26,1	91	17,9	751,4	1,292	100,3	100,3	887,0	1,070	1,2
404	-2771	13.08.13	20,0	78	15,6	666,2	1,535	136,4	158,8	858,7	1,035	-2,2
308	-2782	12.04.16	31,4	85	18,5	711,7	1,428	138,9	160,4	865,8	1,044	-0,6
308	-2782	12.04.16	31,4	85	18,3	714,0	1,410	136,6	157,5	867,4	1,046	0,3
400	-2767	16.11.16	26,3	86	17,2	680,8	1,481	128,9	148,7	867,0	1,045	-0,7
400	-2767	16.11.16	26,3	86	17,4	679,8	1,484	131,6	152,1	865,0	1,043	-0,7
145	-2694	12.07.18	28,0	84	15,9	773,2	1,238	80,1	90,7	883,0	1,065	1,2
145	-2694	12.07.18	28,0	84	16,1	762,9	1,270	91,1	102,9	885,0	1,067	1,4

917,1 – проблемы с качеством данных

Изменение газосодержания по пробам может происходить по следующим причинам:

- наличие в залежи нефти в насыщенном состоянии, например, в залежах с газовой шапкой;
- в залежах с низкопроницаемым коллектором для извлечения нефти из пласта требуются высокие депрессии, что приводит к разгазированию флюида на глубине отбора;
- в залежах тяжёлой нефти всегда используются высокие депрессии, что негативно сказывается на качестве отбора глубинных проб;
- отбор глубинных проб на участках, затронутых длительной эксплуатацией залежи;
- разделение залежи на гидродинамически не связанные регионы.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида пласта Ю-V месторождения *H* может являться примером того, как метод усреднения привёл к ошибкам в оценке запасов углеводородов. В табл. 1 представлены результаты PVT исследований глубинных проб по этому пласту. За 18 лет изучено 28 проб пластового флюида. Согласно последнему проведённому подсчёту запасов в 2019 г., после отбраковки параметры оставшихся проб усреднялись и были приняты к подсчёту запасов.

Параметры пластовой нефти, полученные в процессе усреднения, часто не имеют связи между собой. Если проверить принятые параметры по формуле материального баланса [1], то выяснится, что экспериментальный объёмный коэффициент отличается от рассчитанного по материальному балансу на 1,6%. Это проблема низкого качества лабораторных анализов, и она, как правило, не принимается во внимание при проведении подсчёта запасов. В результате этого к подсчёту принимаются несвязанные друг с другом параметры пластового флюида, а при моделировании становится невозможным получить модель с принятыми при подсчёте параметрами. Модель пластового флюида всегда строится на физических основах, заложенных Менделеевым и Клапейроном. Для реальных флюидов взаимосвязь параметров описывается уравнением Ван-дер-Ваальса [1], которое в современной модификации для моделирования углеводородов представлено уравнениями фазового состояния в двух вариантах: Пенга и Робинсона или Соаве, Ридли и Квонга [1]. При отсутствии физической связи между

параметрами достичь хорошей сходимости в модели не удастся.

Но основной проблемой в рассматриваемом примере стала заметная дифференциация свойств по пробам. Даже если отбраковать очевидно некорректные значения 842 и 917 кг/м³, плотность сепарированной нефти будет варьироваться по пробам от 860 до 890 кг/м³, т.е. разница составит 30 кг/м³. Газосодержание пластовой нефти изменяется от 10 до 194 м³/м³. Диапазоны изменения этих параметров позволяют усомниться в правильности использованного метода усреднения при обосновании подсчётных параметров пластового флюида.

Построив простой график зависимости давления насыщения от газосодержания пластовой нефти, можно легко визуализировать проблему значительной вариации плотности сепарированной нефти и газосодержания пластовой нефти по пробам. На рис. 1 видно, что все пробы разделяются на 2 группы, каждая из которых подчиняется своей корреляции. На начальном этапе анализа данных для выявления разных типов флюидов можно строить обычные линейные аппроксимации с обязательным пересечением их в точке (0; 0,1), соответствующей отсутствию растворённого газа в нефти при стандартном давлении. В дальнейшем необходимо использовать реальные кривые этих флюидов, построенные по результатам определения состава пластовой нефти с использованием настроенного на экспериментальные данные (PVT) уравнения фазового состояния (рис. 1). Каждая кривая характеризует свой коэффициент растворимости данного типа нефти. Так, более тяжёлые пробы с плотностью 880–890 кг/м³ имеют более низкую способность растворять газ, что проявляется в повышенном давлении насыщения при одинаковом газосодержании. Пробы же более лёгкие, с плотностью 865–870 кг/м³, имеют давление насыщения более низкое, и, соответственно, линия корреляции и модели проходит ниже линии модели проб первой группы. При одинаковом давлении насыщения более лёгкие пробы второй группы будут иметь более высокое газосодержание, чем пробы первой группы.

Изучив на карте расположение скважин, из которых отбирались пробы, стало очевидно, что пробы первой и второй группы разделяются латерально на два не пересекающихся региона – западный и восточный, а разница в свойствах этих

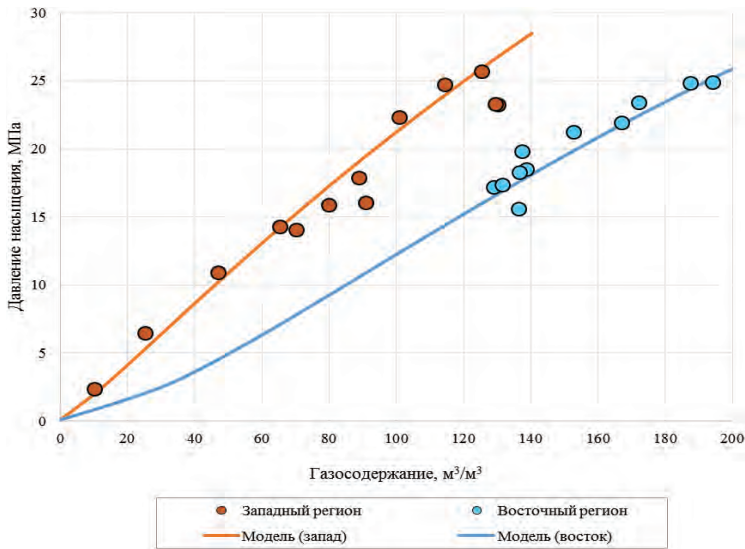


Рисунок 1. Зависимость давления насыщения от газосодержания. Пласт Ю-V

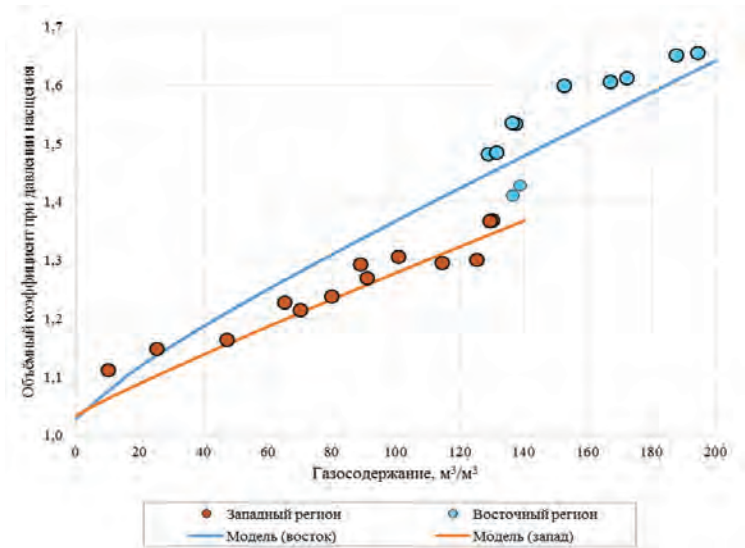


Рисунок 2. Зависимость объемного коэффициента от газосодержания. Пласт Ю-V

типов флюида связана с отсутствием гидродинамической связи между этими регионами пласта Ю-V. Возможные причины отсутствия связи в пласте должны быть обоснованы профильными специалистами при детальном изучении геологии залежи.

На рис. 2 приведена зависимость объемного коэффициента при давлении насыщения от газосодержания пластовой нефти. Разная растворимость двух типов флюидов в меньшей степени контрастирует на этом графике, чем на рис. 1, но тем не

менее она также хорошо прослеживается. Высокая погрешность измерения объемного коэффициента для проб восточного региона не позволила идеально описать эти пробы моделью. К сожалению, это – часто встречающаяся причина, и связана она не с качеством настройки уравнения состояния, а с качеством самих экспериментальных замеров. В табл. 1 можно увидеть, что с более лёгкими пробами восточного региона связаны максимальные расхождения замеренного объемного коэффициента с

расчётом по формуле материального баланса, значения которых достигают 5,5%. Диапазон отклонений вполне достаточен, чтобы все пробы восточного региона легли на модельную линию на рис. 2.

Формулу материального баланса [1] для параметров пластовой нефти после стандартной сепарации можно легко вывести, но, к сожалению, далеко не всегда её используют для оценки качества данных. Эта формула должна на постоянной основе использоваться в лабораториях, для контроля качества измеряемых параметров:

$$B_o = \frac{(R_s \cdot \rho_g + \rho_o)}{D_o}$$

где

B_o – объёмный коэффициент пластовой нефти;

D_o – плотность пластовой нефти, кг/м³;

R_s – газосодержание пластовой нефти, м³/м³;

ρ_o – плотность дегазированной нефти, кг/м³;

ρ_g – плотность газа сепарации, кг/м³.

На рис. 3 приведена зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти одного из гигантских газоконденсатно-нефтяных месторождений. Приведены результаты исследования более 100 глубинных проб, отобранных до начала разработки месторождения и через 2 года после. 2 года – это небольшой срок для месторождения, которое разрабатывалось более 50 лет. Вместе с тем мы видим

большой диапазон изменения параметров по пробам. Главной причиной этого стал один из вышеперечисленных критериев – насыщенное состояние пластовой нефти в залежи с газовой шапкой. Отбор однофазных глубинных проб пластовой нефти, соответствующих начальному состоянию, в залежах с газовой шапкой возможен только при минимальной депрессии и вблизи глубины водо-нефтяного контакта (далее – ВНК). Однако в данном случае высота оторочки не превышала 80 м, и никто не ставил цель отобрать пробы из интервала притока вблизи ВНК. Кроме того, имелись и проблемы с подготовкой скважины к пробоотбору. В результате проведённой работы в подсчёт запасов ушли цифры параметров, соответствующие усредненным величинам по всем этим пробам (красная точка на рис. 3 соответствует средним параметрам, жёлтая – насыщенному состоянию на глубине газо-нефтяного контакта (далее – ГНК).

Сейчас уже имеется понимание того, что в залежах с газовой шапкой нефть залегает в насыщенном состоянии на ГНК. Но не всегда есть понимание того, как быть с недонасыщенной пластовой нефтью. Если пластовая нефть сильно недонасыщена, коллектор хороший, а залежь большая, то это даёт возможность при разработке залежи извлекать пластовый флюид в однофазном состоянии. В этом случае, если пробоотбор выполнен качественно, дифференциация свойств будет минималь-

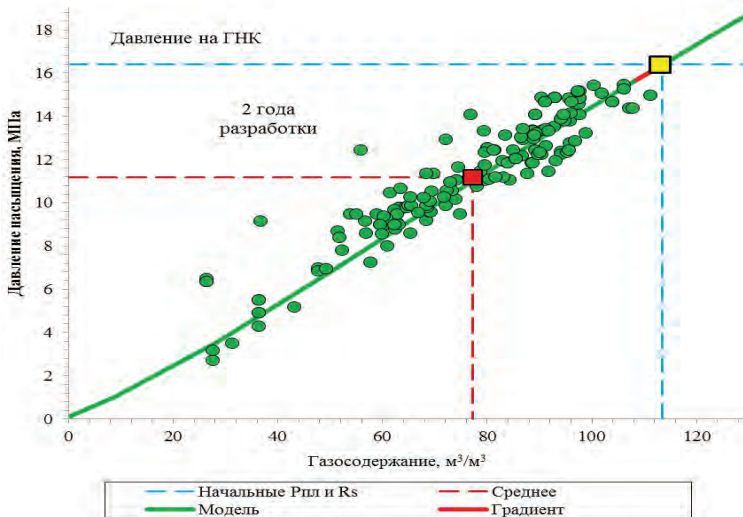


Рисунок 3. Зависимость давления насыщения пластовой нефти от газосодержания гигантского газоконденсатно-нефтяного месторождения

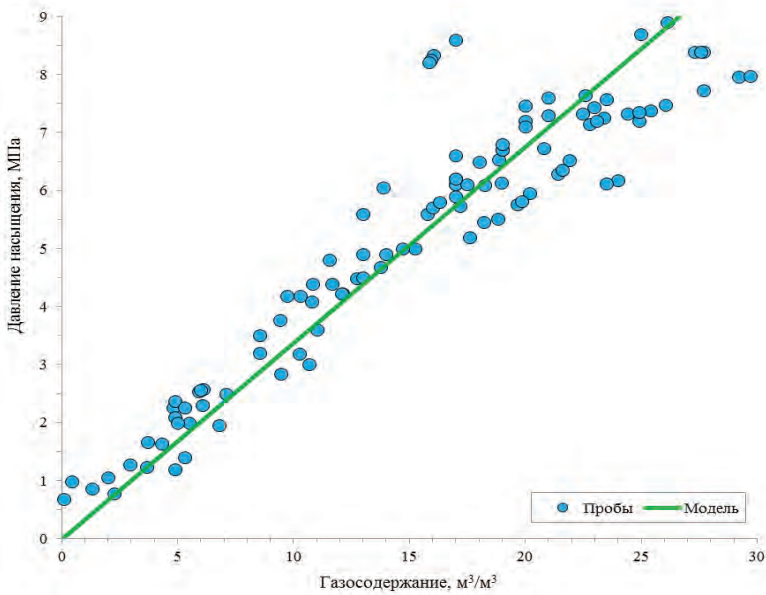


Рисунок 4. Зависимость давления насыщения от газосодержания тяжёлой пластовой нефти

ной, и мы не увидим никаких корреляций на графиках зависимости параметров. Но если разница между давлением насыщения пластовой нефти и пластовым давлением невелика, или порода-коллектор является низкопроницаемым, или нефть в пласте тяжёлая, то вероятность отбора глубинной пробы, соответствующей начальному состоянию, будет стремиться к нулю, т.к. любая депрессия на пласт, способная вызвать приток к забою скважины, приведёт к разгазированию флюида в призабойной части пласта и на глубине отбора.

На рис. 4 представлена зависимость давления насыщения от газосодержания залежи с тяжелой пластовой нефтью. Все пробы отобраны до начала разработки месторождения. Мы видим, что взаимосвязь свойств удовлетворительно прослеживается по всему диапазону значений газосодержания.

Если рассмотреть рис. 1–4, а также данные множества других месторождений, где можно наблюдать изменения газосодержания в большом диапазоне, то можно понять, что их объединяет: сложность отбора проб пластового флюида, соответствующего начальным пластовым условиям. Легко отобрать разгазированные пробы, газ из которых в той или иной степени уже выделился, но очень сложно отобрать начальные пробы. Именно поэтому, как правило, по таким залежам не

очень много идентичных параллельных проб, да и те не всегда подтверждают качество пробоотбора ввиду противоречия с другими параллельными пробами. Еще меньше имеется проб, отобранных из тех же скважин другими лабораториями, а те, что имеются, различаются между собой. Всё это связано с проблемой воспроизводимости отбора проб с одними и теми же свойствами флюида в условиях отбора проб из двухфазного потока.

Поддающееся количество проб по всем месторождениям имеют либо начальные свойства пластовой нефти, либо свойства частично разгазированного флюида. В некоторых случаях пробоотборники отбирают двухфазный флюид, когда газа в пробоотборнике оказывается больше, чем может раствориться в пробе нефти при начальном пластовом давлении. В этом случае зачастую в лаборатории излишки газовой фазы удаляют и проводят анализы по насыщенной пластовой нефти. И в очень редких случаях, когда при двухфазном отборе количество газа оказывается меньше, чем необходимо для перевода пробы в насыщенное состояние, но больше, чем в начальном пластовом флюиде. Вероятность попадания в пробоотборник строго дозированного количества газа, необходимого для полного насыщения пластовой нефти, и отсутствия «газовой шапки» при начальном пластовом давлении очень мала.

В случае попадания в пробу излишков газа коэффициент корреляции свойств уменьшается ввиду повышенного разброса значений свойств (давление насыщения, объёмный коэффициент) в диапазоне высоких значений газосодержания. Объясняется это тем, что газ, выделяющийся из пластовой нефти при снижении давления, всё время меняет свой состав согласно равновесности компонентов в жидкой и газовой фазах. Однако в нашем случае избыточный газ соответствует либо первой ступени разгазирования пластовой нефти, либо смеси нескольких ступеней разгазирования, и не обладает составом и свойствами равновесного газа для начальной пластовой нефти. Добавление избыточной порции неравновесного газа к начальной пластовой нефти, как правило, приводит к получению свойств флюида, которые не согласуются с кривыми, рассчитанными по модели. Это является одним из критериев отбраковки таких проб.

Для недонасыщенной пластовой нефти одной гидродинамически связанной залежи при наличии больших вариаций газосодержания необходимо принимать значения параметров по пробам с максимальными значениями газосодержания согласно построенной модели пластового флюида. Конечно, это решение требует тщательного анализа дополнительной промысловой информации и подтверждения данных фактов из различных источников. Тем не менее принятие средних значений по любому из приведённых примеров и других подобных месторождений привело и может привести к ошибкам в оценке запасов и недостоверному прогнозу добычи месторождения.

Ещё одним важным моментом, который не учитывается при обосновании параметров пластовой нефти, является влияние видов разгазирования на параметры пластовой нефти. Часто из всех результатов исследований глубинных проб имеется в наличии только стандартная сепарация, и это является основанием принятия параметров пластовой нефти по этому виду разгазирования. Это ошибочный подход, способный привести к искажениям фактической информации.

Необходимо напомнить, что параметры пластовой нефти должны приниматься в подсчёте запасов по результатам разгазирования, ступени которого соответствуют условиям ступеней промысловой сепарации или, как минимум, первой её ступени [2].

Результаты стандартной сепарации и дифференциального разгазирования могут сильно отличаться от данных ступенчатой сепарации. Разница тем больше, чем легче нефть, выше газосодержание и выше пластовая температура. Отличие, например, объёмного коэффициента по ступенчатой сепарации и дифференциальному разгазированию может достигать 50%.

При отсутствии результатов экспериментальных исследований по ступенчатой сепарации необходимо использовать результаты симуляции эксперимента с помощью уравнения фазового состояния. Для этого создаётся модель пластового флюида с использованием данных по составу пластовой нефти. Параметры уравнения состояния подстраиваются так, чтобы результаты расчёта сходились с результатами экспериментальных исследований (стандартная сепарация и др.), и после подтверждения удовлетворительной сходимости модели проводится расчёт параметров ступенчатой сепарации. Полученные параметры используются при защите свойств пластового флюида в государственной комиссии по запасам РК (далее – ГКЗ). Только в этом случае результаты промысловых замеров, расчёты прогноза добычи и подсчётные параметры пластовой нефти, принятые в ГКЗ, будут сходиться.

Есть условия (например, пластовая температура 20°C) и типы пластовых флюидов (например, тяжёлая нефть), при которых разница между видами разгазирования будет минимальной или полностью отсутствовать. В этих условиях проведение экспериментов по разным видам разгазирования не приведёт к получению полезной информации, а иногда проведение этих исследований просто невозможно выполнить по техническим причинам.

Результаты лабораторной ступенчатой сепарации иногда не соответствуют ступеням промысловой сепарации. В этом случае также используются расчёты по модели пластового флюида, настроенной на все имеющиеся экспериментальные данные.

В табл. 2 приведено сравнение ранее принятых параметров пластовой нефти с новыми параметрами, разделёнными на регионы, пласта Ю-V месторождения Н. В результате переинтерпретации первичной информации о свойствах пластовой нефти запасы нефти изменились на 13% (8 млн т), запасы растворённого в нефти газа – на 3% (400 млн м³).

В заключение важно еще раз отметить, что использование статистических подходов к анализу и обоснованию свойств пластового флюида должно быть сведено к минимуму, т.к. помимо природных вариаций

свойств пластового флюида имеются также естественные причины изменения свойств, связанные с невозможностью отобрать пробу, идентичную начальному пластовому флюиду.

Таблица 2. Сравнение параметров, утвержденных при подсчёте запасов и новых, рекомендуемых к защите параметров

Параметр	Подсчёт запасов	Рекомендуемые значения по ступенчатой сепарации	
		Западный блок	Восточный блок
Пластовое давление, МПа	28,5	28,5	28,5
Пластовая температура, °С	90	90	90
Давление насыщения газом, МПа	25,7	25,7	25
Объемный коэффициент	1,430	1,347	1,655
Газосодержание, м ³ /м ³	155,0	121,5	189,0
Газосодержание, м ³ /т	176,5	137,8	218,2
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	742,6	750,5	642,0
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,8	0,9	0,6
Плотность сепарированной нефти, кг/м ³	878	882	866
Плотность газа, кг/м ³	1,076	1,060	1,040
Отклонение по материальному балансу	-1,6	0,0	0,0

Список использованной литературы

1. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior // SPE Monograph, vol.20. – USA, Texas, 2000.
2. Гороян В.И. Изучение процессов разгазирования нефти. – М., Гостоптехиздат, 1963.

МҰНАЙ ҚОРЛАРЫН ЕСЕПТЕУДЕГІ ҚАБАТТЫҚ МҰНАЙДЫҢ ҚАСИЕТТЕРІН НЕГІЗДЕУДЕ ҚОЛДАНЫЛАТЫН ӘДІСТЕМЕЛІК ТӘСІЛДЕР

П.А. Гужиков, К.М. Күнжарықова, Е.Е. Утеубаева

Мұнай қорларын есептеуде қолданылатын қабаттық мұнай қасиеттерін негіздеудің дәстүрлі тәсілдері мұнай қорларын есептеу кезінде қателіктерге және көмірсутегі шикізатын өндіруді сапалы модельдеу мен болжаудың мүмкін еместігіне жиі әкеледі.

Мақалада қабаттық мұнай қасиеттерін орташаландыру әдісі қабаттық мұнай мен ерітілген газ қорларын бағалаудағы қателіктерге әкелген мысалдары келтірілген. Қабаттық мұнай қасиеттерін сапалы түрде негіздеу үшін параметрлердің физикалық байланыстылығына негізделген әдістерді қолдану қажет. Мақалада деректерді талдау кезінде назарға алынуы тиіс флюидтің аймақтарға бөлу критерийлері, сондай-ақ, қабылданатын параметрлердің сапасын тексеру құралдары да келтіріледі.

Түйінді сөздер: қабаттық мұнай қасиеттері, есептеу параметрлерін негіздеу, PVT.

METHODOLOGICAL APPROACHES TO JUSTIFICATION OF RESERVOIR OIL PROPERTIES FOR ESTIMATION OF RESERVES

P.A. Guzhikov, K.M. Kunzharikova, Y.Y. Uteubayeva

Traditional approaches for justification the properties of reservoir oil, used in calculating reserves often lead to errors in estimation of reserves and the impossibility of high-quality modeling and forecasts of hydrocarbon production.

The article gives examples where the method of averaging the properties of reservoir oil has led to errors in estimating the reserves of reservoir oil and dissolved gas. To qualitatively substantiate the properties of reservoir oil, methods based on physical parameter correlations should be used. Article also provides criteria for dividing the fluid into regions, which must be taken into account when analyzing the data, as well as tools for checking the quality of the received parameters.

Keywords: properties of reservoir oil, justification of estimated parameters, PVT.

Информация об авторах

Гужиков Павел Анатольевич – консультант, guzhikov@pvt.expert.

DeGolyer & MacNaughton, филиал в Республике Казахстан, г. Нур-Султан

Кунжарикова Клара Мырзахановна – начальник отдела исследований пластовых флюидов, k.kunzharikova@kmg.kz.

Утеубаева Ельдана Ельмуратовна – инженер отдела исследований пластовых флюидов, y.uteubayeva@kmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 541.64:678.745 (088.8)

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ НОВОГО СОПОЛИМЕРА, ПРИМЕНЯЕМОГО В КАЧЕСТВЕ ФЛОКУЛЯНТА, СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛЯ И БИОЦИДНОГО МАТЕРИАЛА

Н.С. Тельманова, А.Г. Габдуллин, Б.Б. Кусаимов

В настоящее время перспективным направлением в области синтеза полимеров является получение водорастворимых высокомолекулярных соединений, которые могут быть использованы в качестве флокулянта для очистки сточных вод, а также в качестве биоцидных материалов для подавления роста коррозионно-опасных микроорганизмов, в частности, против сульфатредуцирующих бактерий. Объектом исследования является синтезированное полимерное поверхностно-активное вещество (поли-ПАВ) – сополимер N,N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорида с N-[(3-триметиламино)пропил]метакриламидом (ДМДААХ–ТМАПМА) с различным мольным составом. Мольный состав и структура синтезированных сополимеров установлены методами кондуктометрического титрования, ИК- и ЯМР- спектроскопии.

Ключевые слова: радикальная сополимеризация, сополимер, флокулянт, структурообразователь, биоцидный материал.

Актуальность проблемы

Водорастворимые полимеры находят широкое применение в различных областях промышленности, сельском хозяйстве, медицине. Их использование в процессах водоподготовки, очистки промышленных сточных вод, фармацевти-

ческой промышленности и др. связано с решением проблем синтеза новых полифункциональных полимеров с комплексом заданных свойств. В этом плане особый интерес представляет получение полимеров на основе выпускаемого в промышленности N,N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорида (ДМДААХ). К настоящему времени изучена сополимеризация ДМДААХ

с мономерами, содержащими различные функциональные группы – акриламидом, акриловой, итаконовой, малеиновой кислотами, N-винилпирролидоном.

Кроме того, исследование реакций сополимеризации мономеров, содержащих функциональные группы, представляет не только практическую ценность, но и важно с теоретической точки зрения, т.к. позволяет проводить оценку сравнительной реакционной активности функциональных мономеров и радикалов и находить подходы к выяснению механизмов радикальных процессов при формировании полимерной цепи.

С развитием нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности возникла проблема защиты рек, озер, морей и подземных вод от загрязнений нефтепродуктами. В водной среде нефтепродукты ввиду общей и специфической токсичности, частичной растворимости и способности к аккумуляции представляют исключительно большую опасность для водоемов. В этой связи проблема очистки природных и сточных вод приобретает особо важное значение.

Данная проблема еще сильнее усугубляется, если в сточные воды попадают болезнетворные и сульфатовосстанавливающие микроорганизмы. Последние способны превратить сульфат- и сульфит-ионы в сероводород, который обладает сильным корродирующим действием на металлические изделия и конструкции, находящиеся в жидкой среде. Согласно литературным сведениям, около 80–85% коррозионных поражений скважин связано именно с деятельностью сульфатовосстанавливающих бактерий.

Большинство способов очистки природных и производственных сточных вод, а также способов уплотнения и обезвоживания осадков различного типа основано на применении химических реагентов. В последние десятилетия в качестве реагентов для очистки сточных вод от различных загрязнений все чаще применяют водорастворимые высокомолекулярные поверхностно-активные вещества – флокулянты [1]–[4]. Их применение позволяет улучшить качество очищенной воды и повысить производительность очистных сооружений. Это в свою очередь стимулирует исследования в области синтеза новых, более эффективных полимеров – флокулянтов. Кроме того, флокуляционный способ очистки характеризуется низкими капитальными и эксплуатационными за-

тратами по сравнению с другими методами водоочистки. Особое место среди флокулянтов занимают вещества, обладающие биоцидными свойствами.

Биоциды – химические вещества, способные подавлять жизнедеятельность биологических объектов, которые могут оказать неблагоприятное влияние на потребительские характеристики продукта [5]–[7].

Экспериментальная часть **Материалы**

Для синтеза сополимеров необходимы следующие реагенты: мономер ДМДААХ (65% масс. водного раствора, плотность – 1,183 г/см³), мономер ТМАПМА (50% масс. водного раствора, плотность – 1,053 г/см³) производства компании «SigmaAldrich» использованы без дополнительной очистки, инициатор для реакции персульфат аммония (NH₄)₂S₂O₈ (чистота – 99,7% масс.), которые были предоставлены ООО «LaborPharma» (Казахстан).

Ацетон (чистота 99,9% масс., плотность – 0,7899 г/см³) и другие органические вещества для промывки были приобретены у ООО «Labchimprom» (Казахстан). Аргон с чистотой 99,995% масс. был приобретен у ООО «Ikhсан» (Казахстан). Для исследования флокуляции бентонитового порошка была использована бентонитовая глина с месторождения Таганрог (Восточно-Казахстанская область). Его плотность составляет 1,04 г/см³, а содержание песка в бентоните – менее 1% по весу; влажность глинопорошка – около 14%, условная вязкость – 25 сек. Нитрат серебра использовался в целях определения состава сополимера методом кондуктометрического титрования хлорид ионов. Дистиллированная вода с электропроводностью 0,005 мСм/см при 20°С была использована во всех экспериментах.

Сополимеризация

Сополимер ДМДААХ–ТМАПМА с различным составом мономеров синтезирован методом радикальной сополимеризации ТМАПМА с ДМДААХ в воде в присутствии персульфата аммония (0,03–0,05% масс. от массы мономеров) в качестве инициатора.

Реакцию радикальной сополимеризации проводили следующим образом: ТМАПМА растворяли в воде и после этого к смеси добавляли расчетное количество водного раствора ДМДААХ и инициатор. Затем полученную реакционную смесь

помещали в ампулу, продували инертным газом, аргоном, в течение 20 мин и запаивали. Далее ампулу со смесью нагревали при 64°C в течение 3–5 ч.

Полученный сополимер высаживали из реакционной среды и неоднократно очищали ацетоном, а затем сополимер высушивали при 64°C в вакууме до постоянной массы.

Сополимер ДМДААХ–ТМАПМА – порошкообразное желтое вещество, хорошо растворяется в воде (рис. 1).

Мольные составы синтезированных сополимеров определяли методом ИК-спектроскопии и кондуктометрического титрования ионов Cl⁻ раствором AgNO₃.

Определение состава сополимеров с помощью ИК-спектроскопии

ИК-спектры образцов сополимеров были получены на спектрометре «Avatar 370 CsJ FTIR spectrometer» в спектральном диапазоне 4000–400 см⁻¹, при снятии спектров использовали таблетки, полученные прессованием 2 мг образца с 200 мг KBr. Префикс для эксперимента: передача E.S.P. На ИК-спектре сополимера ДМДААХ–ТМАПМА (рис. 2), полученного из эквимольной смеси мономеров, присутствует широкая полоса при 3313 см⁻¹, характерная для NH-группы вторичного амида ТМАПМА, а также для четвертичной аммониевой группы ДМДААХ и третичной аминогруппы ТМАПМА. В области 1628 см⁻¹ обнаруживается полоса поглощения, характерная для карбонильной группы C=O мономера ТМАПМА. Полосы поглощения в области 1500–500 см⁻¹ можно отнести к валентным колебаниям простых C-C связей и к деформационным колебаниям простых C-H и N-H связей [5].

Определение состава сополимеров с помощью ЯМР-спектроскопии

Спектры ЯМР ¹H и ¹³C снимали на спектрометре JNM-ECA Jeol 400 (часто-

та 399,78 и 100,53 МГц соответственно) с использованием растворителя D₂O. Химические сдвиги измерены относительно сигналов остаточных протонов дейтерированного растворителя.

Для идентификации состава сополимера ДМДААХ–ТМАПМА (50–50% мол.) были сняты спектры ¹H ЯМР гомополимера ДМДААХ (рис. 3) и гомополимера ТМАПМА (рис. 4). Для определения процентного мольного состава полученного сополимера в спектре ДМДААХ–ТМАПМА (рис. 5) были выбраны полосы поглощения, которые принадлежат структурным звеньям ДМДААХ и ТМАПМА. В спектре сополимера ДМДААХ–ТМАПМА за содержание функциональных структурных звеньев ДМДААХ была выбрана полоса поглощения при 2,85 м.д. (рис. 5), которая ответственна за содержание протонов H-4, 4' в сополимере.

В исходном гомополимере DMDAAX данный протон проявляется при 2,82 м.д. (рис. 3).

Исходя из полученных данных, характерным для гомополимера ТМАПМА (рис. 4) является сигнал при 3,22 м.д., соответствующий метиленовым протонам структурного звена.

В спектре сополимера ДМДААХ–ТМАПМА за содержание функциональных структурных звеньев ТМАПМА ответственна полоса поглощения при 3,00 м.д. протонов H-8'', 8'', 8'' (рис. 5). В спектре ¹H ЯМР гомополимера ТМАПМА данные протоны проявились приблизительно в той же области (3,00 м.д.).

Интегральная протонная интенсивность протонов H-4, 4' в сополимере равна 4,90H, а интегральная протонная интенсивность протонов H-8'', 8'', 8'' равна в сополимере 57,68H.

С помощью ЯМР-спектроскопии определили, что прошла реакция сополимеризации. Таким образом, метод ЯМР-спектроскопии позволил нам доказать,

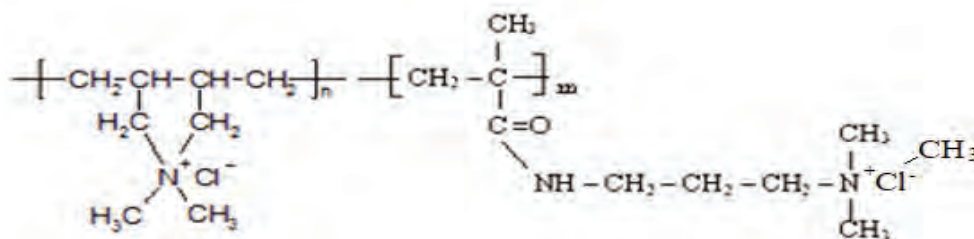


Рисунок 1. Формула сополимера ДМДААХ- ТМАПМА

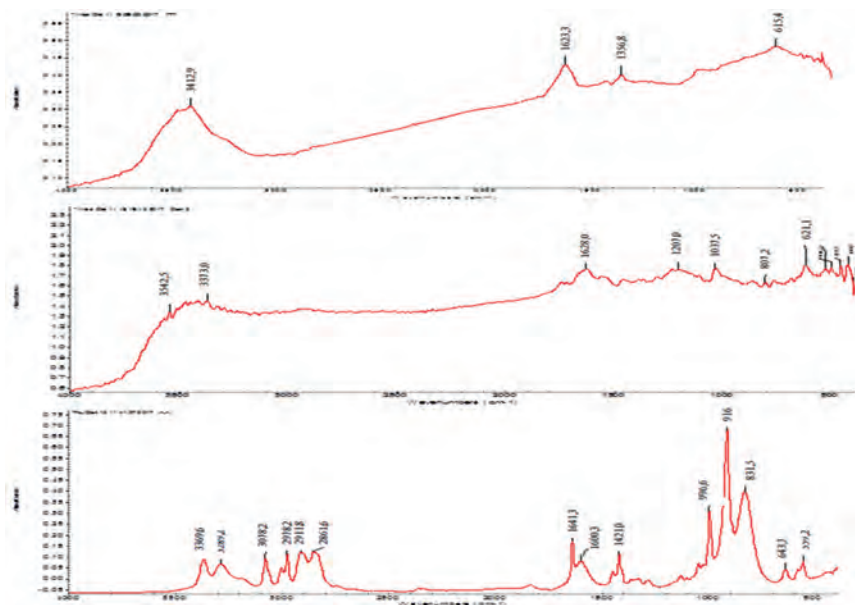


Рисунок 2. ИК-спектры поли-TMAPMA (1), сополимер ДМДААХ-TMAPMA (2) и поли-ДМДААХ (3)

что реакция сополимеризации имеет место быть, и в результате соотношение структурных звеньев составляет 6,02 : 93,98% мол.

Данные кондуктометрического титрования указывают, что в реакции радикальной сополимеризации мономер TMAPMA более активен, чем ДМДААХ. По этой причине содержание мономера TMAPMA всегда выше, чем исходное его содержание в смеси мономеров ДМДААХ-TMAPMA.

Исследование влияния различных факторов на кинетику и выход реакции сополимеризации ДМДААХ с TMAPMA

На скорость и эффективность процесса флокуляции существенное влияние оказывают многие факторы: концентрация частиц и свойства их поверхности, растворенные в воде примеси, перемешивание, последовательность введения коагулянтов и флокулянтов. Расход флокулянта зависит от суммарной удельной поверхности частиц дисперсной фазы.

При неизменном размере частиц сохраняется пропорциональная зависимость между оптимальной дозой флокулянта и концентрацией твердых частиц.

Значительное возрастание степени дисперсности обуславливает увеличение стерических затруднений, снижающих эффективность флокуляции.

Таким образом, можно заключить, что оптимальным расходом флокулянта- сопо-

лимера (далее – СП) ДМДААХ-TMAPMA является 100 г/м³ суспензии.

Ниже на рис. 6 представлены условия синтеза и результаты исследования влияния концентрации СП ДМДААХ-TMAPMA на кинетику флокуляции.

Исследование влияния концентрации СП ДМДААХ-TMAPMA (рис. 6) при T=70°C показало, что с ростом концентрации мономеров увеличивается скорость реакции сополимеризации, и оптимальной концентрацией СП для реакции сополимеризации ДМДААХ с TMAPMA является 2,5 моль/л. С увеличением концентрации флокулянта степень очистки суспензии растёт. Максимальный выход сополимера составляет примерно 60%.

Таким образом, можно заключить, что оптимальными условиями реакции сополимеризации ДМДААХ с TMAPMA являются: C((NH₄)₂S₂O₈) = 0,5% мас.; T = 65°C; C (сополимера) = 2,5 моль/л и продолжительность реакции – 60 мин.

При оптимальном количестве добавленного флокулянта образуются несвязанные между собой агрегаты, способные к быстрому осаждению. При очень малых и больших количествах полимера может наблюдаться не флокуляция, а наоборот стабилизация дисперсной системы. Ниже на рис. 7 представлены зависимость длины отстаивания от концентрации сополимера ДМДААХ-TMAPMA при различных

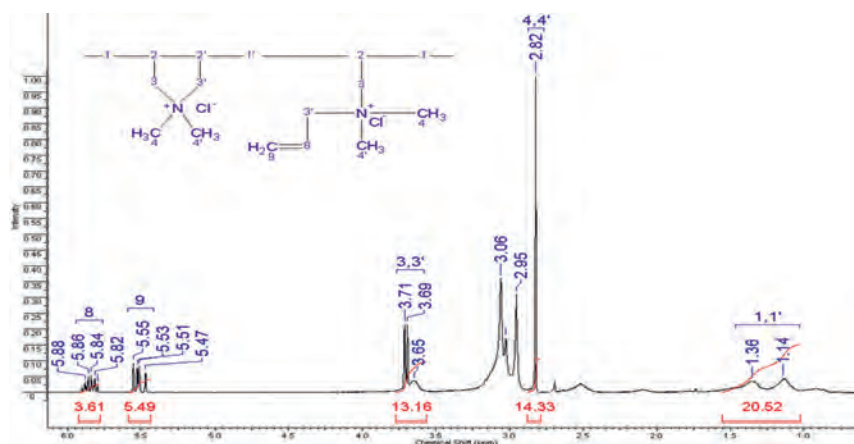


Рисунок 3. ^1H ЯМР спектр поли-ДМДААХ

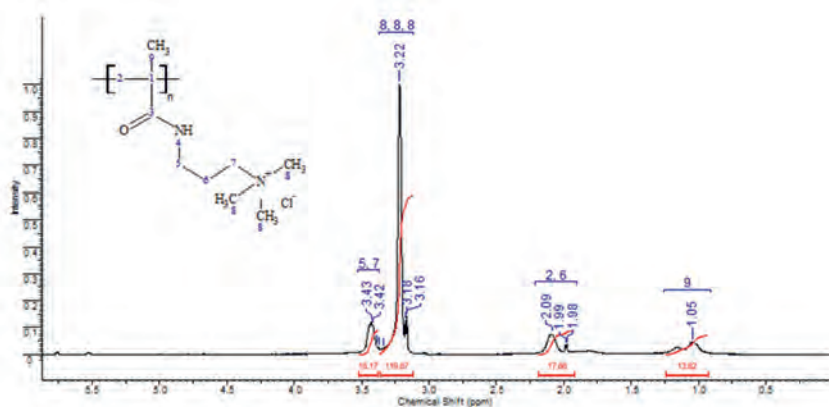


Рисунок 4. ^1H ЯМР спектр поли-ТМАГМА

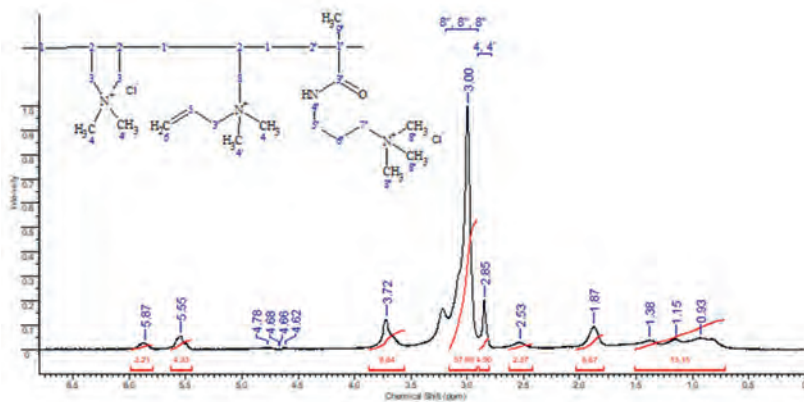


Рисунок 5. ^1H ЯМР спектр сополимера ДМДААХ–ТМАГМА, полученного из эквимольной смеси мономеров

Определение состава сополимеров кондуктометрическим титрованием

Кондуктометрическое титрование водных растворов сополимера ДМДААХ–ТМАПМА раствором AgNO_3 осуществлялось на модульном кондуктометре Metrohm 856 Conductivity

Module при комнатной температуре (табл. 1). Как видно из табличных данных, в реакции радикальной сополимеризации в смеси ДМДААХ с ТМАПМА наиболее активным является мономер ТМАПМА, и по этой причине получаемый сополимер всегда обогащен мономером ТМАПМА.

Таблица 1. Результаты кондуктометрического титрования растворов сополимера ДМДААХ–ТМАПМА

Название сополимера	Содержание мономеров в исходной смеси, % мол.		Состав сополимера из результатов кондуктометрического титрования, % мол.	
	ДМДААХ	ТМАПМА	ДМДААХ	ТМАПМА
Сополимер 1	50	50	8	92
Сополимер 2	70	30	32	68
Сополимер 3	30	70	4	96

Таблица 2. Влияние расхода флокулянта-сополимера ДМДААХ–ТМАПМА на степень очистки суспензии бентонитной глины и скорости флокуляции

Масса сополимера, г	Расход флокулянта, г/м ³	Степень очистки, %	Скорость флокуляции, см/мин
0,0005	33,3	50%	0,035
0,001	66,7	50–75%	0,044
0,0015	100,1	75–90%	0,052
0,002	133,3	90%	0,061
0,0025	166,7	95%	0,070

мольных соотношениях в присутствии 0,5 М NaCl в растворе.

При избыточном количестве флокулянта в воде может также образоваться густая сетка ассоциированных молекул полимера, препятствующая сближению и агрегации частиц суспензии.

Обычно флокулянты действуют в широком интервале рН воды. Ниже на рис. 8–9 представлена зависимость длины отстаивания частиц суспензии бентонита от рН среды в присутствии сополимера ДМДААХ–ТМАПМА при различных мольных соотношениях.

В средах с различным значением рН образуются неодинаковые по размерам и плотности флокулы. Так, при флокуляции угольных шламов анионным полиэлектролитом – полиакриламидом – наиболее плотные флокулы образуются при рН 5–7.

Скорость осаждения флокул при этом значении рН оказалась наибольшей, а объем осадка – наименьшим. Оптимальный диапазон рН для разных флокулянтов различен.

Выводы

1. Проведен анализ свойств известных промышленных мономеров и подобраны следующие мономеры для синтеза нового поли-ПАВ (флокулянта), обладающего структурообразующими и биоцидными свойствами: N,N-диметил-N,N-диаллиламмоний хлорид (ДМДААХ) и N-[(3-триметиламино)пропил]метакриламид (ТМАПМА).

2. Методом радикальной сополимеризации в присутствии инициатора был синтезирован новый поли-ПАВ – сополимер ДМДААХ – ТМАПМА с различным мольным составом, обладающий флокулирующим и структурообразующим действиями.

3. Методами ИК- и ¹H ЯМР-спектроскопии, кондуктометрического титрования определены мольные составы и структура синтезированного сополимера ДМДААХ–ТМАПМА.

4. Установлено, что мольное содержание ТМАПМА в составах сополимеров ДМДААХ–ТМАПМА всегда больше, чем в исходных смесях мономеров. Это дает основание предполагать, что в реакции радикальной сополимеризации более активным является мономер ТМАПМА.

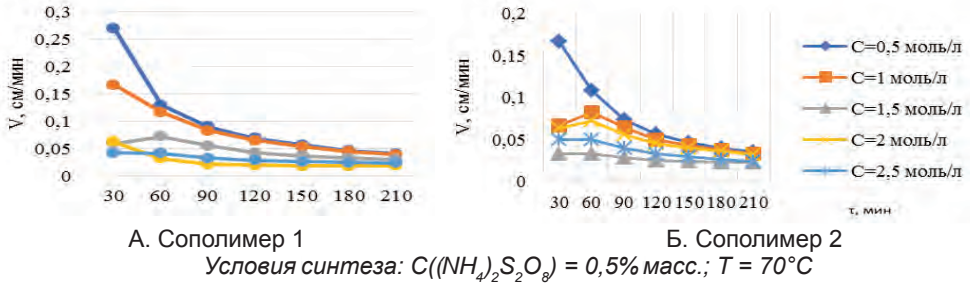


Рисунок 6. Влияние концентрации сополимеров на кинетику флокуляции

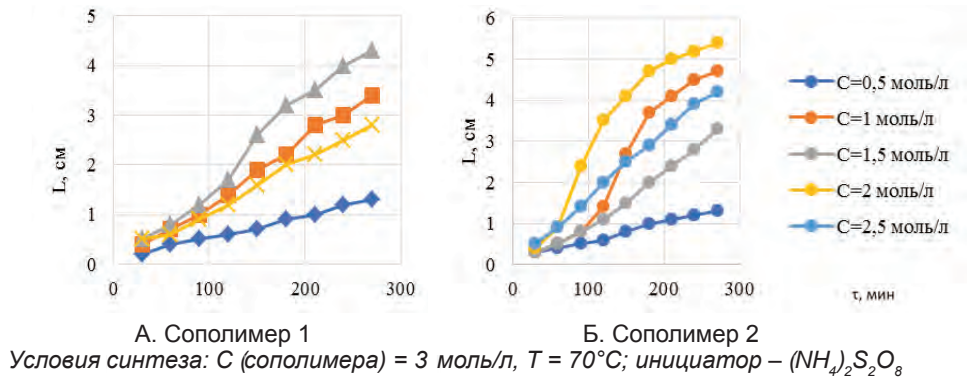


Рисунок 7. Зависимость длины отстаивания от концентрации сополимеров в присутствии 0,5 М NaCl

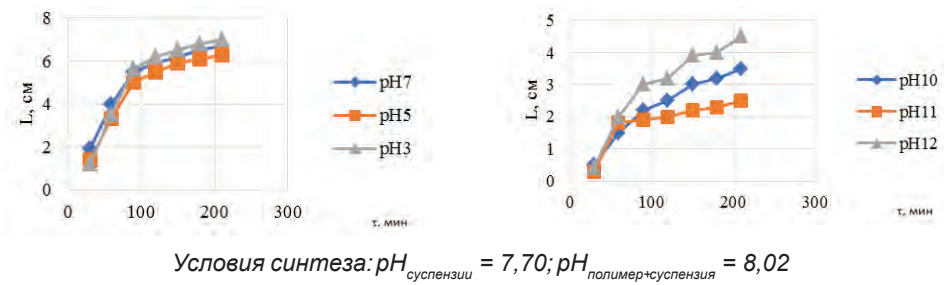


Рисунок 8. Зависимость длины отстаивания частиц суспензии бентонита от pH среды в присутствии сополимера А

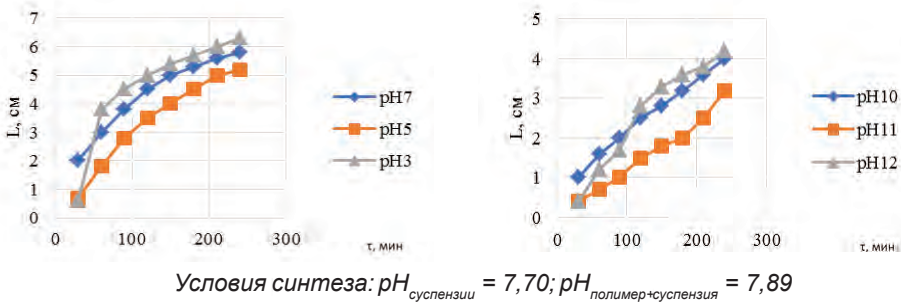


Рисунок 9. Зависимость длины отстаивания частиц суспензии бентонита от pH среды в присутствии сополимера Б

Рекомендации по конкретному использованию результатов исследований.

Полученные экспериментальные результаты рекомендуется использовать в качестве теоретической основы для создания новых поли-ПАВ, эффективных флокулянтов, для очистки сточных вод, загрязненных частицами бентонитных глин, хвостами процесса флотационного обогащения полиметаллических руд, утилизации использованных глинистых буровых растворов и шламов и в качестве биоцидного материала для подавления роста сульфатвосстанавливающих (сульфатредуцирующих) бактерий.

Технико-экономический уровень в сравнении с лучшими достижениями в

данной области обеспечивается возможностью получения новых эффективных флокулянтов, обладающих биоцидным действием на основе промышленных мономеров и возможностью регулирования их свойств путем варьирования состава исходной мономерной смеси, продолжительности реакции и концентрации инициатора и мономеров.

Высокий технико-экономический уровень обеспечивается еще и тем, что предлагаемый флокулянт будет стоить на 10–20% дешевле по сравнению с импортными аналогами, благодаря проведению реакции сополимеризации в водной среде и применению в ходе синтеза доступных промышленных мономеров.

Список использованной литературы

1. Кульский Л.А., Строкач П.П. Технология очистки природных вод. – Вища школа, Киев, 1986, 352 с.
2. Небера В.П. Флокуляция минеральных суспензий. – Недра, Москва, 1983, 288 с.
3. Вейцер Ю.И., Минц Д.М. Высокомолекулярные флокулянты в процессах очистки природных и сточных вод. – Стройиздат, 2-издание, Москва, 1984. 202 с.
4. Бектуров Е.А., Кудайбергенов С., Хамзамулина Р.Э. Катионные полимеры. – Наука, Алма-Ата, 1986, 160 с.
5. Слипенок, Т. С. Влияние полимеров на образование флокуляционных структур в суспензиях бентонитовой глины. – Коллоидный журнал, № 1, 1998, 70–72 с.
6. Bratby J. Coagulation and Flocculation in Water and wastewater Treatment. – IWA Publishing, London, Seattle, (2006), 538 p.
7. Николаев А.Ф. Охрименко Г.И. Водорастворимые полимеры. – Химия, Ленинград, 1979, 144 с.
8. Мягченков В.А., Баран А.А., Бектуров Е.А., Булидорова Г.В. Полиакриламидные флокулянты. – Казанский государственный технологический университет, Казань, 1998, 288 с.
9. Фрог Б.Н., Левченко А.П. Водоподготовка. – Под ред. Г.И. Николадзе, 1996, 680 с.

ФЛОКУЛЯНТ, ҚҰРЫЛЫМТҮЗГІШІ ЖӘНЕ БИОЦИДТІ МАТЕРИАЛ РЕТІНДЕ ҚОЛДАНЫЛАТЫН ЖАҢА СОПОЛИМЕРДІҢ ҚАСИЕТТЕРІН СИНТЕЗДЕУ ЖӘНЕ ЗЕРТТЕУ

Н.С. Тельманова, А.Г. Габдуллин, Б.Б. Кусаимов

Қазіргі таңда ағынды суларды тазартуда флокулянт ретінде қолдануға болатын, сонымен қатар коррозиялық қауіпті микроорганизмдердің көбеюіне қарсы биоцидті материал ретінде, яғни сульфатредукциялайтын бактерияларға қарсы қолданылатын, суда еритін жоғарымолекулалы қосылыстарды алу полимер синтезінде перспективалы бағыт болып табылады. Зерттеу нысаны болып синтездеп алынған жаңа полимерлік беттік-активті зат (поли-БАЗ)–N,N-диметил-N,N- диаллиламмоний хлоридінің N-[(3-триметиламино)пропил]метакриламидпен сополимері (ДМДААХ–ТМАПМА СП) саналады. Синтездеп алынған сополимердің мольдік құрамы мен құрылысы кондуктометрлік титрлеу, ИҚ- және ЯМР-спектроскопия әдістері көмегімен анықталды.

Түйінді сөздер: радикалдық сополимеризация, сополимер, флокулянт, құрылымтүзгіш, биоцидтік материал.

SYNTHESIS AND INVESTIGATION OF PROPERTIES OF A NEW COPOLYMER USED AS A FLOCCULANT, STRUCTURE-FORMING AGENT AND BIOCIDAL MATERIAL

N.S. Telmanova, A.G. Gabdullin, B.B. Kusaimov

Nowadays water-soluble polymers play a significant role in many branches of science and can be used as flocculants for wastewater treatment, as well as biocidal materials for inhibiting the growth of corrosive microorganisms, in particular against sulphate-reducing bacteria. The objects of research are synthesized new polymeric surfactants (poly-surfactants) – copolymers of N, N-dimethyl-N, N-diallylammonium chloride with N – [(3-trimethylamino) propyl]methacrylamide (DMDAAH – TMAPMA). The molar composition and structure of the synthesized copolymers were proved by methods of conductometric titration, FTIR and NMR spectroscopy.

Key words: radical copolymerization, copolymer, flocculate, structure creator, biocidal material.

Информация об авторах

Тельманова Нұрлы Сағынжанқызы – инженер департамента бурения и ремонта скважин, *telmanova.n@llpcmg.kz*.

Габдуллин Айболат Гизатович – заместитель директора филиала по производству, *gabdullin.a@llpcmg.kz*.

Кусаимов Бекен Бексолтанович – управляющий директор департамента по бурению и ремонту скважин, *kussaimov.B@llpcmg.kz*.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Требования к статьям научно-практического журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

В журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли.

Решение о публикации принимается редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редакцию авторам рекомендуется указать трех потенциальных рецензентов (с полным именем и электронно-почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Рукопись направляется на отзыв члену редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты; на основании экспертных заключений редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакторов, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность научного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редакция принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (Айтбаев.doc) на адрес редакции vestnik@kmg.kz.

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами, редакторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о произошедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

С правилами технического оформления статей можно ознакомиться на сайте ТОО «КМГ Инжиниринг» по адресу <https://kmgeng.kz/study/>

Приглашаем вас к опубликованию научно-практических работ и исследований в нефтегазовой отрасли в нашем журнале!

Редколлегия журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана!»

Состав редколлегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZNERGY», докт. техн. наук, академик Международной инженерной академии Национальной инженерной академии РК
Огай Евгений Кипониевич	Советник генерального директорк ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Перзидент АО «КБТУ», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан)
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Советник генерального директорк ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжинринг», докт. наук PhD по геологии, асс. профессор КБТУ
Умралиев Бауыржан Тажикенович	Заместитель директора департамента технологии бурения, докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор КазНИГРИ, докт. наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник заместителя председателя Ассоциации «KAZNERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Золотухин Анатолий Борисович	Заведующий кафедрой бурения скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. PhD в области техн. наук, руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR)
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук

Отпечатано ТОО «Классика»
г. Алматы пр. Райымбека 174 «Ж»
тел: +7 (727) 233 70 33; +7 (727) 233 37 67
www.kprint.kz