

УДК 622.276

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ НА УЧАСТКАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ С УХУДШЕННЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ

Р.Е. Хадаров, М.О. Таджибаев

В настоящий момент на большинстве разрабатываемых объектов месторождений Узень и Карамандыбас наблюдается тенденция снижения пластового давления. В связи с этим целесообразно рассмотреть возможности повышения эффективности существующей системы поддержания пластового давления по отдельным выявленным участкам.

В данной статье по результатам проведения мониторинга гидродинамических исследований на нагнетательных скважинах в условиях нестационарных режимов фильтрации предложен подход детального анализа текущего энергетического состояния в разрезе определенных участков по залежам. На примерах отдельных скважин представлены причины возникновения аномально высоких пластовых давлений, предложены возможные пути их решения.

Ключевые слова: аномально высокое пластовое давление, гидродинамические исследования, поддержание пластового давления, техногенные трещины.

Как известно, информация по текущим параметрам пласта необходима для корректного анализа и прогноза показателей разработки при различных вариантах с оптимальной производительностью добывающих и нагнетательных скважин. Большую часть такой информации возможно получить по результатам проведения гидродинамических исследований (далее – ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления в добывающих скважинах, методом падения давления в нагнетательных скважинах).

Наиболее важными определяемыми параметрами являются объем ствола скважины, степень загрязнения или улучшения состояния призабойной зоны, пластовое давление, проницаемость, неоднородности, связанные как со строением пласта, так и наличием флюидов с различными свойствами, и т. д. [1]. Полученная информация способствует улучшению качества планирования геолого-технических мероприятий, принятию верных решений в направлении совершенствования системы поддержания пластового давления.

На м. Узень и Карамандыбас, разрабатываемых на водонапорном режиме,

при такой развитой системе нагнетания воды необходим тщательный контроль эффективности метода закачки. Для данных целей используются 2 вида исследований – метод кривой падения устьевого давления (далее – УКПД) и метод установившихся закачек.

Нередко при анализе ГДИ на нагнетательных скважинах выявляются аномально высокие пластовые давления, превышающие гидростатическое давление на 10% и более, в большей части из которых отмечается наличие техногенных трещин, связанных с превышением давления закачки над давлением разрыва горной породы.

В подавляющей части таких результатов ГДИ дополнительно проведенный комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости свидетельствует о работе небольшой части маломощных перфорированных пластов (рис. 1) [2]. При этом общая оценка энергетического состояния по окружению нагнетательных скважин с аномально высоким пластовым давлением (далее – АВПД) характеризуется низким пластовым давлением, что говорит о неэффективной закачке (рис. 2).

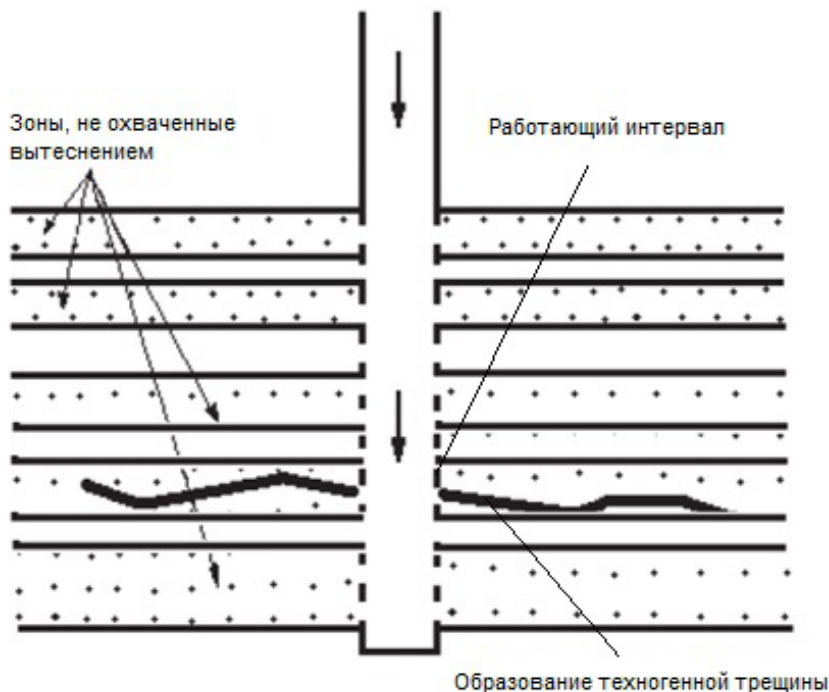


Рисунок 1. Схема работы нагнетательной скважины с АВПД

Далее более детально рассмотрим пути выявления и устранения причин, приводящих к обозначенной выше проблеме, на примерах нагнетательных скважин

ХХ13 и ХХ24 м. Узень, 13 горизонт Основного свода и 15 горизонт Парсумурунского купола соответственно.

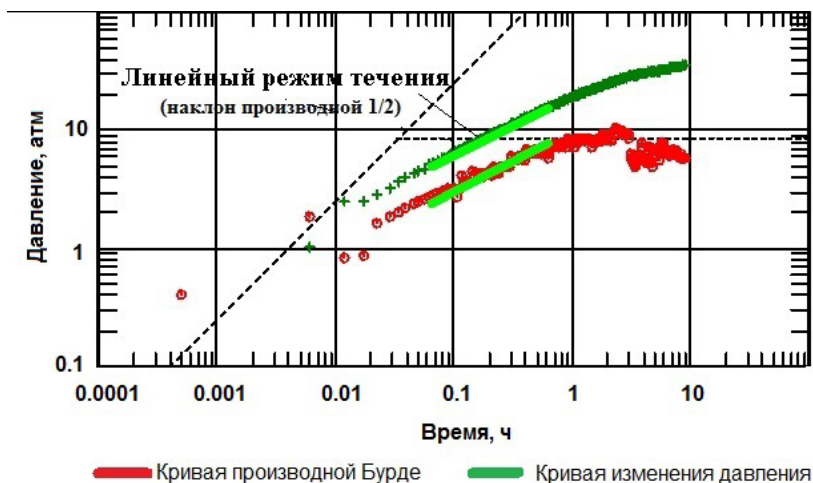


Рисунок 2. Выкопировка карты изобар 13 горизонта Основного свода

На карте изобар, проиллюстрированной на рис. 2, в окружении нагнетательной скважины ХХ13, несмотря на высокую те-

кущую (175%) и накопленную (249%) компенсацию, отмечается снижение пластового давления.

С целью оценки состояния призабойной зоны и уточнения энергетического состояния были проведены ГДИ на неу-

становившихся режимах методом УКПД, результаты которого приведены на рис. 3 и в табл. 1.

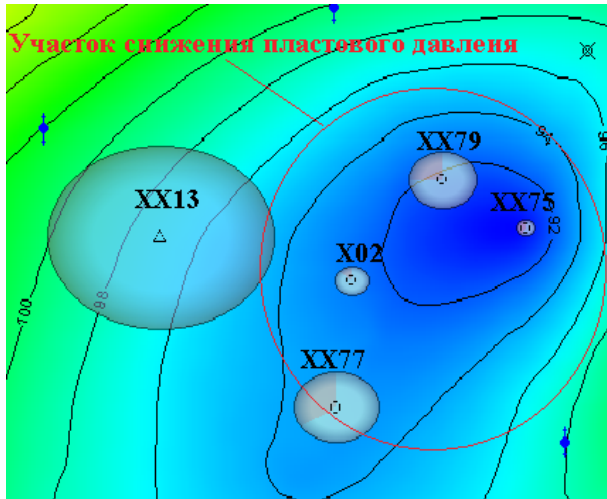


Рисунок 3. Диагностический график интерпретации ГДИ скв. XX13

Таблица 1. Результаты исследования УКПД скв. XX13

№	Параметры	Значение
1	Эффективная толщина пласта, м	12
2	Интервалы перфорации, м	1060–1063; 1074–1077; 1082–1083; 1085–1088; 1096–1098
3	Продолжительность ГДИ, ч	24,7
4	Период работы скважины до ГДИ, ч	796
6	Приемистость до остановки, м ³ /сут	191
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Бесконечный
11	Пластовое давление, атм	175
12	Забойное давление, атм	236
13	Коэффициент приемистости	4,2
14	Проводимость, мДа*м	390
15	Проницаемость, мДа	9,9
16	Скин-фактор (общий)	-3,61
17	Скин-фактор (геометрический)	-3,66
18	Полудлина трещины, м	8,5

*ВСС – влияние ствола скважины

Полученное значение пластового давления составило 175 атм, что превышает на 38% гидростатическое давление на середину интервалов перфорации.

На диагностическом графике (рис. 3) показан линейный наклон производной, прослеживаемый на раннем этапе исследования, что говорит о наличии трещины в призабойной зоне. Полудлина трещины

составляет 8,5 м. Учитывая тот факт, что гидроразрыв пласта на скважине не проводился, скорее всего, имеет место наличие техногенной трещины.

При дальнейшем анализе был рассмотрен ранее проведенный на скв. XX13 комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости, результаты которого сви-

детельствовали о работе только 0,9% от общей толщины перфорированных интервалов. При давлении закачки 96 атм при-ёмистость скважины на дату исследований составила 221,0 м³/сут, уход закачиваемой

жидкости отмечался в перфорированные интервалы: 1061,8–1062,1 м – 87,0 м³/сут (39,4%), 1097,2–1098 м – 134,0 м³/сут (60,6%). Остальные интервалы перфорации отмечались как нерабочие (рис. 4).

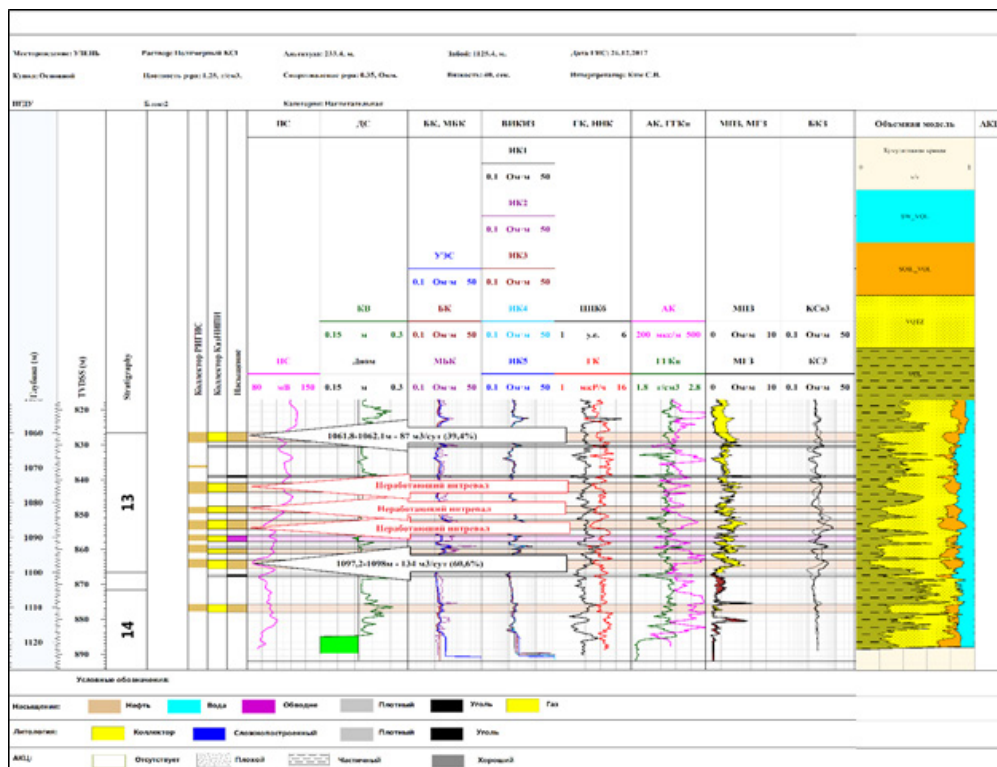


Рисунок 4. Профиль приемистости скв. XX13

На приразломной нагнетательной скв. XX24, расположенной на участке снижения пластового давления (рис. 5), с целью выявления причин неэффективной закачки также было проведено исследование УКПД. Результатом интерпретации зафиксировано аномально высокое значение пластового давления, превышающее гидростатическое на 23%.

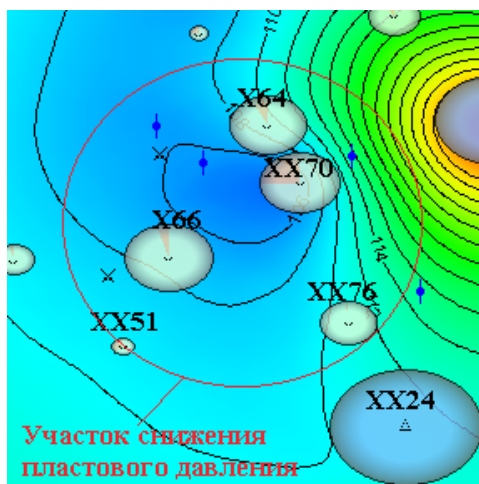


Рисунок 5. Выкопировка карты изобар 15 горизонт купол Парсумурун

Анализ диагностического графика на раннем этапе исследования показал наличие наклона производной, характеризующей билинейное течение по техногенной

трещине конечной проводимости. Также отмечается граничный эффект, связанный с достижением отклика давления разлома (рис. 6).

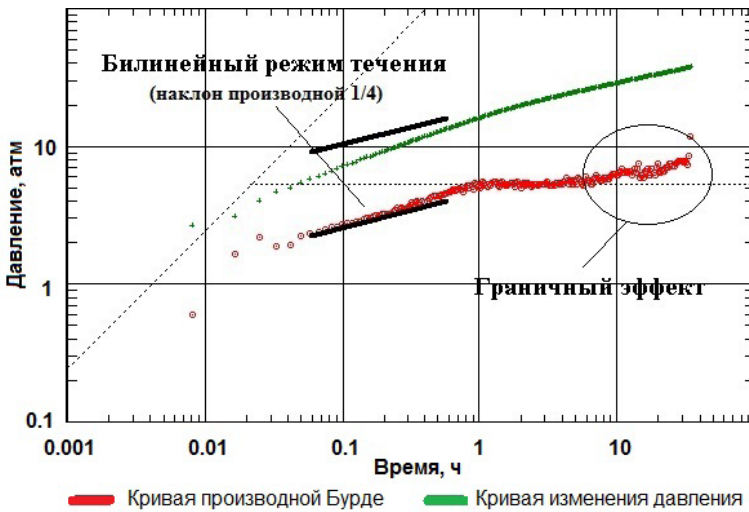


Рисунок 6. Диагностический график интерпретации ГДИ скв. ХХ24

Таблица 2. Результаты исследования УКПД скв. ХХ24

№	Параметры	Значение
1	Эффективная толщина пласта, м	8,3
2	Интервалы перфорации (кровля, подошва), м	1257–1258; 1262–1263; 1268–1270; 1271–1275
3	Продолжительность ГДИС, ч	35,5
4	Период работы скважины до ГДИС, ч	885
6	Приемистость до остановки, м ³ /сут	261,4
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Один разлом
11	Пластовое давление, атм	162,5
12	Забойное давление, атм	239
13	Коэффициент приемистости	4,56
14	Проводимость, мДа*м	394
15	Проницаемость, мДа	14,5
16	Скин фактор (общий)	-4,75
17	Скин фактор (геометрический)	-4,82
18	Полудлина трещины, м	27

* ВСС – влияние ствола скважины

Анализ промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости показал работу только одного маломощного перфорированного интервала, принимающего всю закачиваемую жидкость. Приемистость сква-

жины на дату исследований составила 163,2 м³/сут, уход закачиваемой жидкости отмечался в перфорированные интервалы 1268,4–1270,4 м. Остальные интервалы перфорации отмечались как нерабочие.

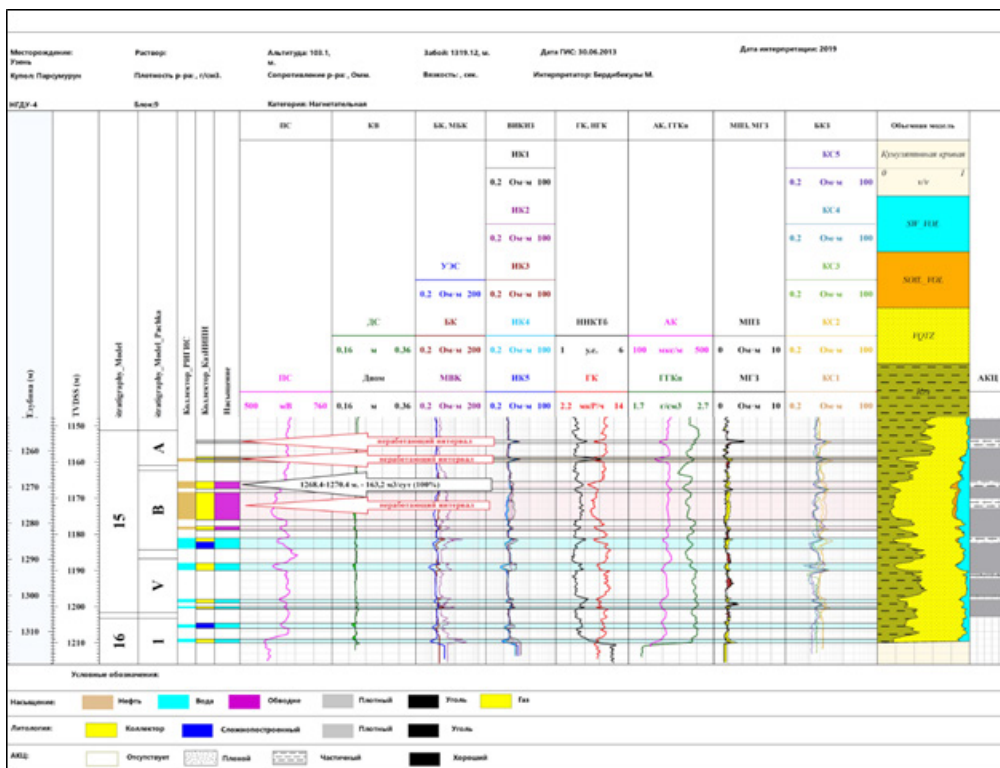


Рисунок 7. Профиль приемистости скв. XX24

Подробный анализ интерпретации вышерассмотренных ГДИ в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований привел к полной и наиболее вероятной картине причин возникновения АВПД. Дело в том, что при работе части маломощных пластов с образовавшимися техногенными трещинами небольшой полудлины вся закачиваемая жидкость концентрируется в призабойной зоне скважины на небольшом расстоянии. Естественно, при таких условиях невозможно достичь поршневого вытеснения и соответствующего ему коэффициента охвата вытесняющим агентом. Для решения данной проблемы в рассмотренных примерах целесообразным будет проведение гидроразрыва пласта с целью очистки призабойной зоны и включения в работу проперфорированных зон, не охваченных вытеснением.

С учетом вышеизложенного, с целью своевременного выявления и устранения причин обозначенной проблемы предлагается уделять особое внимание исследованиям нагнетательного фонда на участках снижения пластового давления.

При выявлении скважин с частично работающими интервалами перфорации проводить очистки и обработки призабойной зоны, прострелочно-взрывные работы с целью увеличения приемистости и образования контролируемых трещин.

Для предотвращения образования техногенных неконтролируемых трещин вести мониторинг давления закачки, не превышающей давления разрыва горных пород.

Выводы

1. Определение достоверных значений пластового давления нагнетательных скважин на участках с ухудшенным энергетическим состоянием является определяющим фактором на пути совершенствования системы заводнения.

2. На м. Узень и Карамандыбас постоянно ведется мониторинг качества замеров пластового давления, отбраковываются anomalously высокие значения, полученные вследствие недостаточной продолжительности остановки скважины, что наиболее характерно для нагнетательных скважин, где за статическое давление в пласте очень часто принимается дина-

мическое давление в момент остановки скважины. При этом проведение сложных ГДИ на нестационарных режимах в совокупности с определением профиля приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям нередко объясняет природу возникновения АВГД, не связанную с невозстановленным исследованием.

3. Рекомендуемый подход к анализу результатов ГДИ на месторождениях с высокой слоистой неоднородностью позволит своевременно выявлять проблемы, связанные с неэффективной закачкой, и оперативно разрабатывать геолого-технические мероприятия по увеличению коэффициента вытеснения.

Список использованной литературы

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Институт компьютерных исследований. – Москва – Ижевск, 2004, с. 19–23.
2. Ридель А.А., Левицкая Т.В., Надеждина Е.С. Увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов за счет повышения эффективности работы нагнетательных скважин. – Современная техника и технологии диагностики и гидродинамических исследований скважин, Томск, 2005, с. 52–59.

ӨЗЕН КЕН-ОРНЫНЫҢ ЭНЕРГЕТИКАСЫ НАШАР ҮЛЕСКІЛЕРІНДЕ БЕЙҚАЛЫПТЫ ЖОҒАРЫ ҚАБАТТЫҚ ҚЫСЫМНЫҢ ПАЙДА БОЛУЫ

Р.Е. Хадаров, М.О. Таджибаев

Қазіргі уақытта Өзен және Қарамандыбас кен-орны игеру нысандарының көпшілігінде қабаттық қысымның төмендеуі байқалады. Осыған байланысты, жекеленген үлескілерде қабат қысымын ұстап тұру жүйесінің жұмыс тиімділігін арттыру жолдары маңызды іс-шара болып табылады.

Осы мақалада, гидродинамикалық зерттеулер негізінде бақылау жүргізе отырып, бастыру ұңғыларында бейқалыпты сүзілу режимінде ағымдағы энергетикалық жағдайын толық талдау әдісі ұсынылды. Бейтарап ұңғымаларды мысал ретінде пайдалана отырып, қабаттарда бейқалыпты жоғары қысымның пайда болу себептері анықталып, оны шешу жолдары ұсынылды.

Түйін-сөздер: қабаттағы бейқалыпты жоғары қысым, ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу (ГДИС), қысымның төмендеу сызығы (КГД), қабаттың қысымын ұстап тұру, техногендік жарықтар

ABNORMALLY HIGH RESERVOIR PRESSURES IN AREAS WITH A DEGRADED ENERGY STATE

R.E. Khadarov, M.O. Tajibayev

Nowadays, in the Uzen and Karamandybas oilfields most of the developed objects show decreasing reservoir pressure. Therefore, there is a need to consider opportunities for increasing the efficiency of the existing system for maintaining reservoir pressure for specific identified areas.

This article proposes an approach for a detailed analysis of the current energy state of certain areas through hydrodynamic tests of injection wells in non-stationary filtration modes. The reasons for the occurrence of abnormally high reservoir pressures are presented on the examples of wells, and possible ways to solve them are proposed.

Key words: abnormally high reservoir pressure, hydrodynamic studies, reservoir pressure maintenance, technogenic cracks.

Информация об авторах

Хадаров Рамиль Евгеньевич – ведущий инженер службы разработки месторождений, khadarov_r@kaznipi.kz.

Таджибаев Максат Омурзакович – руководитель службы разработки месторождений, tajibayev_m@kaznipi.kz.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан