

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК: 553.98.061.4

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЕФОРМАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

© Л.А. Анисимов

Волгоградский государственный университет, г. Волгоград

DOI:10.24412/1997-8316-2023-110-36-47

Аннотация: флюидодинамические эффекты, связанные с деформацией пород и последующими изменениями их коллекторских свойств, могут иметь серьезные последствия при оценке продуктивности пласта и для рациональной разработки залежей нефти и газа. В работе представлены данные по результатам испытания скважин и анализ индикаторных диаграмм продуктивных скважин по ряду месторождений Волгоградского региона, по которым можно судить о характере флюидодинамических эффектов при деформации пород.

Ключевые слова: испытание скважин, коэффициент продуктивности, деформация коллектора, режим уплотнения пласта.

E-mail: anisimov@volsu.ru

FLUID DYNAMIC CONSEQUENCES OF DEFORMATION OF PRODUCTIVE RESERVOIRS

© L. Anisimov

Volgograd State University, Volgograd

Abstract: fluid dynamic effects associated with the deformation of rocks and subsequent changes in their reservoir properties can have serious consequences in assessing reservoir productivity and for the rational development of oil and gas deposits. The paper presents data on the results of well testing and analysis of indicator diagrams of productive wells for a number of fields in the Volgograd region, which can be used to judge the nature of fluid dynamic effects during rock deformation.

Keywords: well testing, productivity index, reservoir deformation, compaction drive.

Изменение проницаемости пород при их деформации рассматривалось во многих работах начиная с 50-х годов прошлого века. При изучении индикаторных кривых было обращено внимание на их отклонение от прямой линии, что связывалось с изменением проницаемости в околоскважинной зоне. Исследования физико-механических свойств коллекторов показывают, что их прочность и упругие свойства зависят от эффективного давления. Объемные деформации пористой среды складываются из деформаций твердой фазы и порового пространства при изменении всестороннего давления, величина которого зависит от веса вышележащих пород, тектонической обстановки и давления жидкости в порах (поровое или пластовое давление). Однако в связи с низкой сжимаемостью слагающих скелет коллекторов породообразующих минералов объемная деформация пористых пород определяется, главным образом, изменениями объема порового пространства.

Деформация пористых сред в большинстве случаев должна иметь необратимый характер, так как размеры, форма и матери-

ал частиц, из которых составлена порода, настолько разнообразны, что трудно допустить неизменяемость их взаимного расположения под действием нагрузки. При этом считается, что пластические деформации существенно превышают упругие, вследствие чего последние можно не принимать во внимание. По нашему мнению, величина эффективного давления на некоторых участках коллектора может значительно превышать горное давление. Это демонстрируется, в частности, рисунком 1, из которого видно, что в кварцевых песчаниках площадь контактов может быть намного ниже, чем в полимиктовых песчаниках, соответственно, они могут испытывать более высокое эффективное давление.

Необратимые пластические деформации, возникающие после превышения предела прочности породы при разработке нефтяных месторождений, ведут к оседанию земной поверхности, в связи с чем прогноз деформационных процессов при освоении месторождений углеводородов является обязательной нормой рациональной разработки природных ресурсов [5].

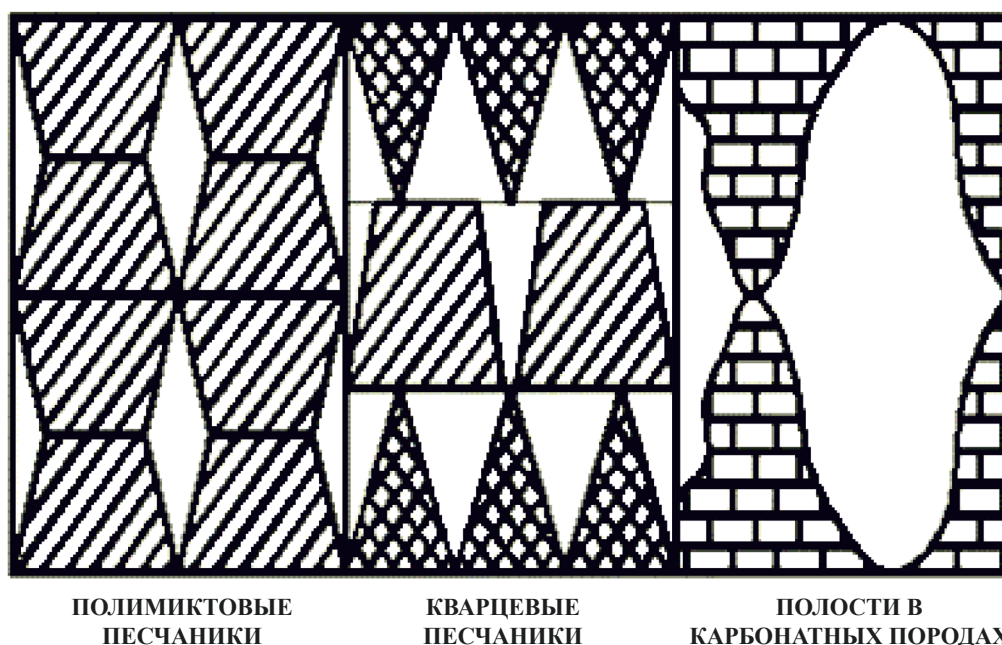


Рис. 1. Напряжения в породе в зависимости от литологии и строения порового пространства

Проведенные в последние годы многочисленные исследования по оценке эффективного напряжения пород на их пористость и проницаемость однозначно показали ухудшение этих параметров при увеличении эффективных напряжений [4,6,7,8]. Ряд экспериментальных работ как в России, так и за рубежом [12,13,14] дали количественную оценку этим процессам. Так, в работе норвежских специалистов [13] показано, что снижение проницаемости при увеличении эффективных напряжений по-разному зависит для коллекторов различной проницаемости. Соответствующие зависимости приведены на рисунке 2.

Проведенные эксперименты в Пермском регионе [11] и в Западной Сибири [2] также подтвердили закономерности в изменении пористости и проницаемости пород от эффективных напряжений. Редкие случаи (10-15% от общей выборки) увеличения проницаемости при увеличении эффективных напряжений, возможно, связаны с разрушающей деформацией пород в прискважинной зоне, находящейся под действием всестороннего сжатия внешним давлением и внутреннего давления заполняющей жидкости.

Изменение объема пор и трещин при изменении депрессии в пласте должно отразиться на форме индикаторных кривых, получаемых при исследовании эксплуатационных и нагнетательных скважин. В экс-

плуатационных скважинах с увеличением депрессии объем пустот должен уменьшаться, в связи с чем индикаторная кривая приобретает выпуклую форму по отношению к оси дебитов. В нагнетательных скважинах с увеличением депрессии индикаторная кривая получается вогнутой по отношению к оси дебитов.

Для Волгоградской области вопрос о смыкании трещин при больших депрессиях поднимал М.Б. Бижитуев [1]. Он считал, что при применении испытателя пластов на трубах (ИПТ) передача максимальной депрессии на пласт происходит почти мгновенно. При этом не учитываются смыкание трещин в околоствольной зоне пласта при достижении критических депрессий и последующее полное или частичное разобщение пласта от ствола скважины. Следствием является снижение потенциального дебита пластового флюида вплоть до нулевых значений, то есть имеет место искажение результатов испытания, что часто ошибочно расценивается как отсутствие коллектора.

В работе Бижитуев приводит данные лабораторных исследований УкрНИГРИ (М.И. Зазуляк, В.А. Федишин и др.) по определению критической депрессии для разных типов пород (для мергеля – 4,0 МПа, для известняка – 6,0 МПа). Близкие к ним значения $\Delta P_{кр}$, определенные в ИГиРГИ (Н.Н. Павлова, А.Д. Везирова, Г.Н. Юрель

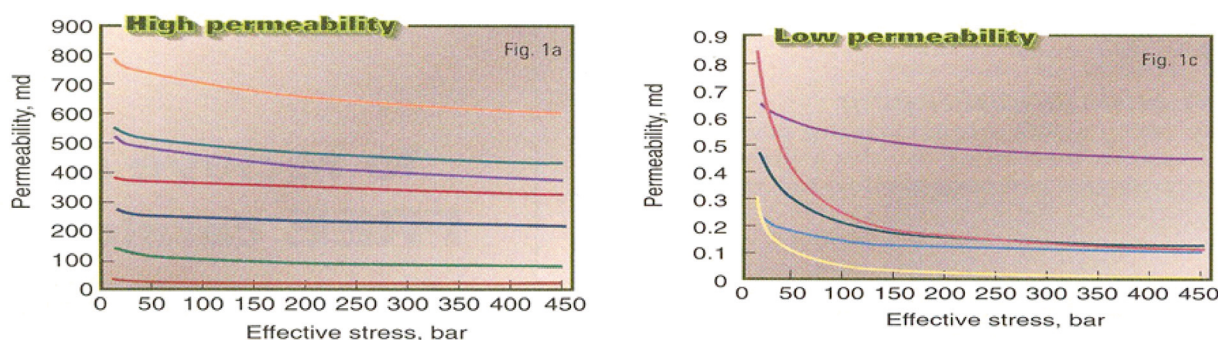


Рис. 2. Изменение проницаемости пород с высокой и низкой проницаемостью в зависимости от эффективных напряжений [13]

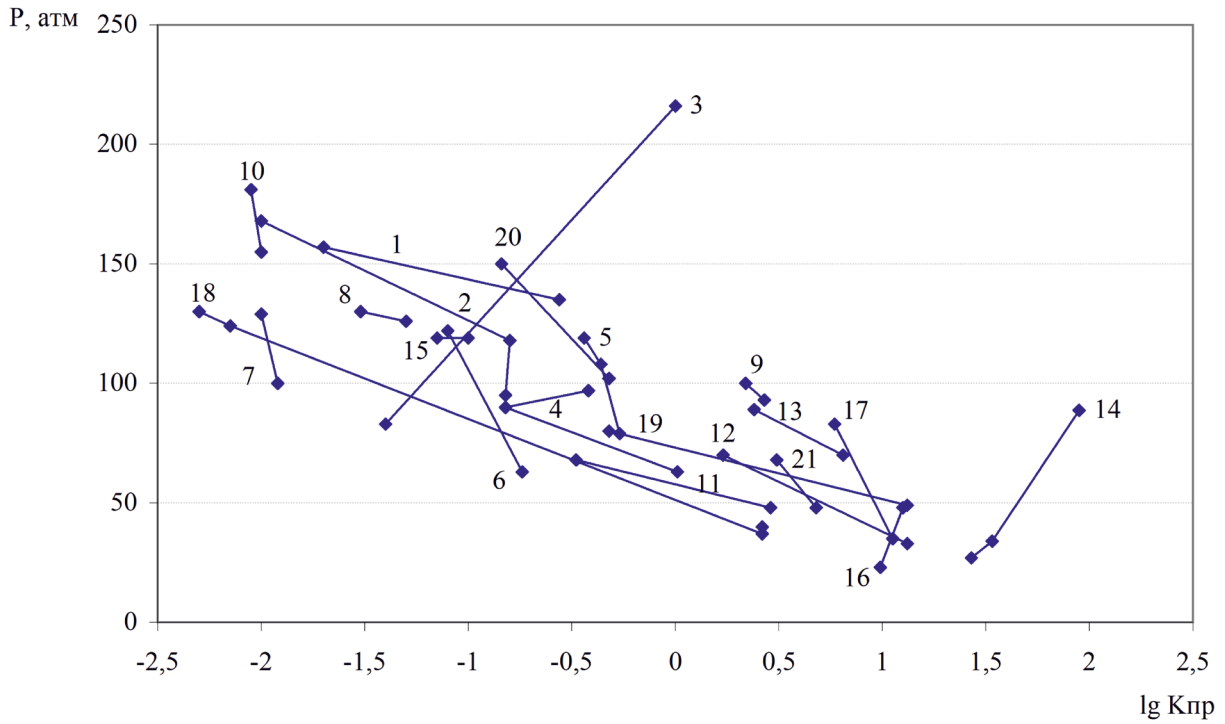


Рис.3. Зависимость коэффициента продуктивности от депрессии (P).
Карбонатные коллектора

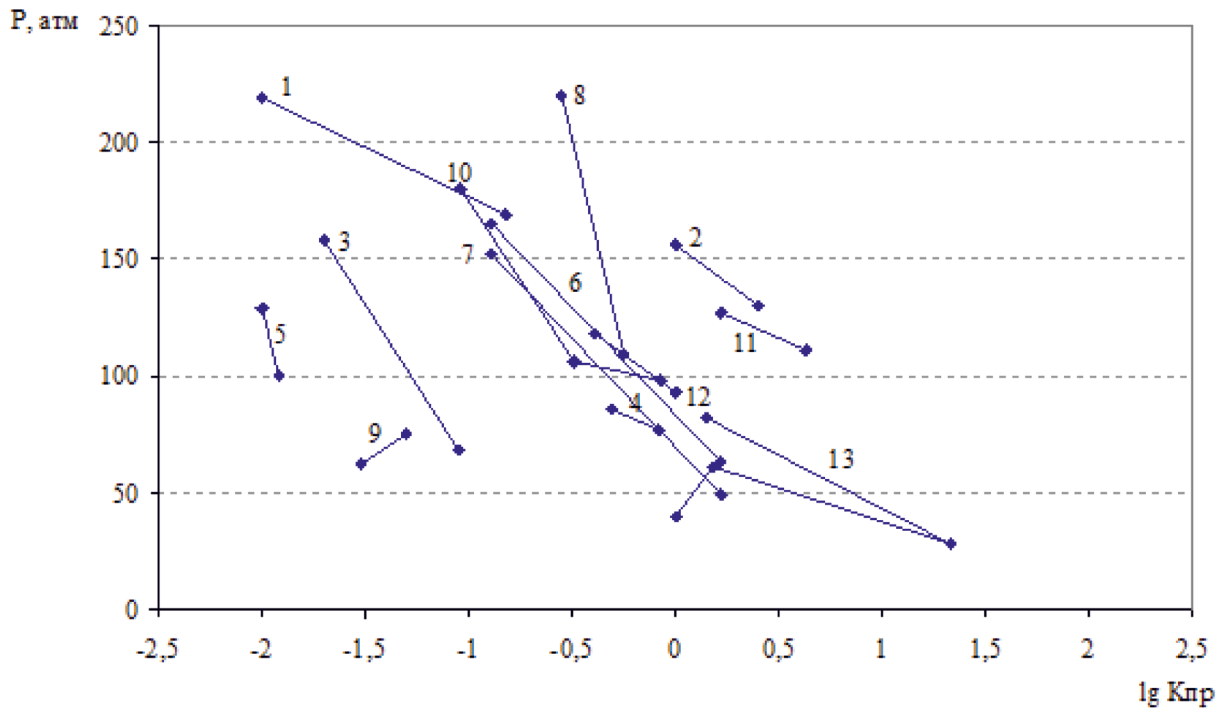


Рис. 4. Зависимость коэффициента продуктивности от депрессии (P).
Терригенные коллектора

и др.), получены и по другим районам страны. Общий диапазон изменения $\Delta P_{кр}$ трещинных коллекторов (лабораторные определения) по нефтяным районам составляет 4...15 МПа (по литературным источникам).

Проведенные исследования в скважине 36 Камышинской показали колебания критической депрессии начала смыкания трещин в околоскважинной зоне пласта (ОЗП) в пределах 4,5...5,0 МПа, что намного ниже, чем фактические депрессии при применении ИПТ (25...32 МПа). Поэтому делается заключение о том, что притоки флюидов при применении ИПТ обусловлены не отсутствием коллекторов, а техническими причинами.

Справедливость этой информации нами проверена по выборке, состоящей из 35-ти повторных испытаний объектов для карбонатных и терригенных коллекторов. Были выбраны результаты испытаний одного и того же интервала при различных депрессиях, причем другие условия испытания (размер штуцера и пр.) по возможности бра-

лись одинаковыми. Эти данные представлены на рисунках 3 и 4.

Снижение продуктивности при увеличении депрессии отмечается почти для всех повторно испытанных объектов. Противоположный эффект установлен лишь в двух случаях для терригенных и трех для карбонатных коллекторов. Повторно испытывались в основном слабопроницаемые коллектора, вследствие чего этот вывод не может считаться универсальным.

Наиболее показателен эффект снижения дебита скважины при увеличении депрессии по данным скважины 17 Чернушинской площади (рис. 5).

Снижение продуктивности скважин в регионе по данным повторных испытаний с различными депрессиями зафиксировано в 75 % объектов, что заставляет уделить этому вопросу серьезное внимание. Случаи увеличения продуктивности скважин при увеличении депрессии единичны, поэтому полагаться на стимуляцию притока за счет больших депрессий нет никаких оснований, а ограничение величины депрессии

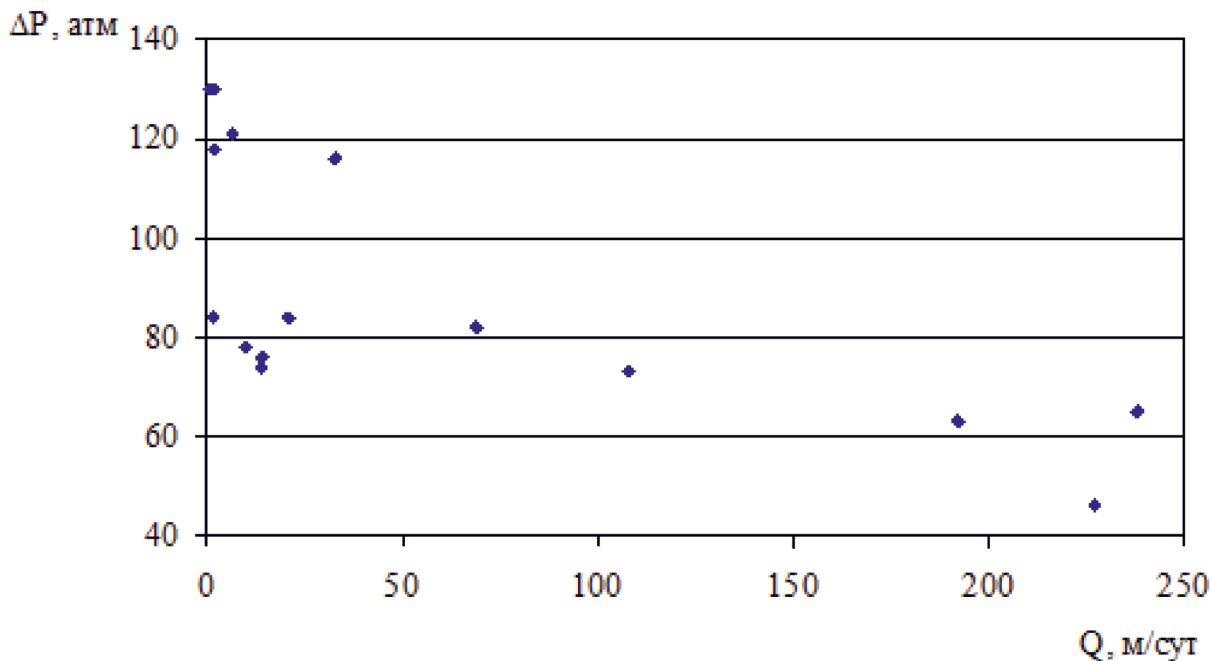


Рис. 5. Зависимость дебита скважины от депрессии при испытании скважины 17-Чернушинской, семилукский риф

может явиться положительным фактором сохранения коллекторских свойств резервуара.

Проведенные исследования показали возможность деформации пород в околоскважинной зоне и резкого (на порядок) снижения продуктивности скважин при больших депрессиях на ряде площадей Кудиново-Романовской зоны. Однако предложенное объяснение этого явления только смыканием трещин вблизи ствола скважин не является единственным и исчерпывающим. Существуют другие процессы, которые также могут изменить параметры призабойной зоны пласта при воздействии технологических факторов. Наиболее вероятная причина снижения проницаемости может быть связана с выделением газа при снижении давления ниже давления насыщения. Кроме того, период испытаний охватывает весьма небольшой отрезок времени, по сравнению с периодом разработки, и тем важнее становится использование этих данных для правильной интерпретации исследований, как для оценки объекта испытания, так и для долгосрочного прогноза темпа и полноты нефтеизвлечения.

Анализ результатов испытания и освоения проблемных объектов показал, что решение этих вопросов при современной культуре производства и применяемых технологиях представляет большие сложности. Проблемы связаны с противоречивыми свойствами самих систем, которые формируются в призабойной зоне пласта. С одной стороны, большие депрессии стимулируют образование новых фаз в продуктивной части пласта, что в сочетании с деформацией околоскважинной зоны ведет к нулевой проницаемости в призабойной зоне пласта. С другой – небольшие депрессии не позволяют преодолеть капиллярные давления и очистить ПЗП от технических жидкостей и шлама. Не случайно даже ведущие специалисты в этой области дают диаметрально противоречащие рекомендации по освоению низкопроницаемых пластов.

Так, Г.Д. Сухонос – крупнейший специалист в области испытания скважин – рекомендует использовать для успешных операций именно большие депрессии [9], обосновывая это следующим образом.

1. Глинистая корка удаляется только при депрессии, превышающей 9 МПа, т.е. для ее удаления требуется депрессия порядка 10 МПа. Чем больше перепад давления будет обеспечен, тем из более мелких пор будет вытесняться нефть и тем выше будет нефтеотдача.
2. Нефть (более вязкая) обладает меньшей подвижностью, и в таких условиях выгоднее обеспечивать турбулентный режим фильтрации, который требует глубоких депрессий. При значительных объемах выделяющийся газ снижает подвижность нефтяной фазы, но в этом случае будет иметь место проявление газа высокой интенсивности.
3. Большая депрессия и резкость ее приложения повышают эффективность очистки призабойной зоны пласта. Очистка забоя с такими же депрессиями, но при резком их приложении повышает приемистость скважин в 1,5-2 раза.
4. Достоверность результата, надежность обнаружения углеводородов в интервале испытания тем выше, чем больше депрессия испытания.
5. Сминающим нагрузкам подвержены только вертикальные трещины, перпендикулярные к тангенциальному напряжению. Горизонтальные трещины при приложении депрессии к пласту не изменяются, а трещины перпендикулярные к радиусу скважины даже увеличиваются.
6. По данным лабораторных, стендовых и промысловых исследований, деформация практически прекращается через несколько часов или несколько суток после начала действия нагрузки.
7. При продолжительности притока от 1 до 3 ч. деформации ОЗП трещинного коллектора составит только 10-30% от пол-

ной для крупных трещин или менее 3 % для мелких трещин.

С другой стороны, проведенный анализ показал, что не все эти доводы являются оправданными. Снижение продуктивности при увеличении депрессии отмечается для подавляющего числа повторно испытанных объектов. Следует отметить, что повторно испытывались в основном слабопроницаемые коллектора, вследствие чего этот вывод может иметь определенные ограничения.

Анализ промысловых данных во многих регионах показывает, что при переводе эксплуатационных скважин в нагнетательные приемистость скважин значительно превышает их возможности при добыче. Исследования Ф.С. Абдулина (1958) на Туймазинском нефтяном месторождении доказали, что по мере увеличения давления нагнетания воды в пласт индикаторные кривые приобретают вогнутую форму. После расклинивания трещин песком искривления индикаторных кривых при изменении депрессии в пласте не наблюдалось. Существует несколько объяснений данного явления. Утверждается, что при закачке воды при повышенных давлениях в призабойной зоне образуются трещины. Высказывается также мнение об образовании высокопроводящих каналов (ручейков) между скважинами [6]. При анализе КПД нагнетательных скважин зарегистрирован второй радиальный режим течения с подвижностью жидкости, большей ее подвижности в пласте. Это свидетельствует об образовании вокруг скважины зоны со свойствами, отличающимися от пластовых, при забойном давлении выше 39 Мпа [10]. Наконец, в качестве причины высокой приемистости нагнетательных скважин можно предположить уход воды в пласты, не являющиеся целью разработки.

Стратегию добычи нефти, которая основана на этих данных, наиболее полно выразил Р.Х. Муслимов. Им сделаны следующие выводы.

- Промысловыми наблюдениями было установлено, что чрезмерное снижение

пластовых давлений на ряде участков существенно ухудшало условия для освоения скважин на нефть и под закачку воды, способствовало снижению коэффициентов продуктивности скважин, их дебитов и приемистости.

- В терригенных коллекторах необратимое изменение проницаемости обусловлено в основном деформациями матрицы (межзерновой коллектор), за которую ответственна пластическая деформация глинистого материала скелета породы.
- В карбонатных породах значительное уменьшение раскрытости и, соответственно, проницаемости трещин происходит за счет упругой деформации в результате контакта стенок трещин.
- Снижение пластового давления ниже критического может приводить к необратимым деформациям и снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, а снижение забойных давлений ниже критического – к снижению ФЕС в призабойной зоне скважин и околоскважинном пространстве.

С учетом оперативной оценки пласта и долговременных последствий состояния резервуара при разработке вывод о недопустимости высокой депрессии для вызова притока и оценки продуктивных возможностей пласта следует принять как основную рекомендацию. По крайней мере, рекомендуется начинать испытания с небольших депрессий и последующим их увеличением.

Разработка нефтяных и газовых месторождений в режиме упругой энергии характеризуется падением пластового давления в коллекторе и соответствующим ростом напряжений в матрице коллектора за счет горного давления, то есть ростом эффективных напряжений. Изменение продуктивности скважины может иметь весьма драматический характер. Показательный пример приводит С.О. Денк [3] по истории эксплуатации скважины 88 Кокуйского месторождения в Пермской области. «Незамедлительно после бурения с промывкой забоя раствором

плотностью 1220 кг/м³ пластовые трещины еще сохраняли раскрытость. Испытание интервала 1232...1260 м в открытом стволе при ΔР = 10,2 МПа показало интенсивный приток нефти (расчетный дебит 190 м³/сут) и пластовой воды (96 м³/сут, аналогично). После крепления 146-мм эксплуатационной колонны, вторичного вскрытия известняков при помощи кумулятивной перфорации и проведения СКО дебит нефти не достигал и 9 т/сут при уровне. Многократное снижение продуктивности объяснялось деформациями «мягкого» межблоково-проницаемого коллектора. В процессе промышленной разработки относительно небольшой запас упругой энергии пласта был израсходован, величина составила 10,1 МПа (по состоянию на январь 1987 г.), а условия нагружения коллектора обусловили повсеместное смыкание трещин. Первое десятилетие

(1976-1986 гг.) разработки характеризовалось накопленным отбором нефти, меньшим 1% от начальных извлекаемых запасов. Вырождение трещинной межблоковой проводимости привело к исключительно низким дебитам скважин. В 1985 г. 69 % фонда скважин имело дебит <1 т/сут, и только 15 % давало свыше 5 т ежедневно».

Аналогичное мнение существует и относительно терригенных коллекторов. Считается, что необратимая деформация коллекторов приводит не только к замедлению темпов отбора нефти, но и к снижению нефтеотдачи пластов. Проявление необратимой деформации коллекторов на месторождениях Западной Сибири, по мнению специалистов, привело к потере десятков миллионов тонн извлекаемых запасов нефти.

В настоящее время в российских справочниках выделяют пять режимов нефтя-

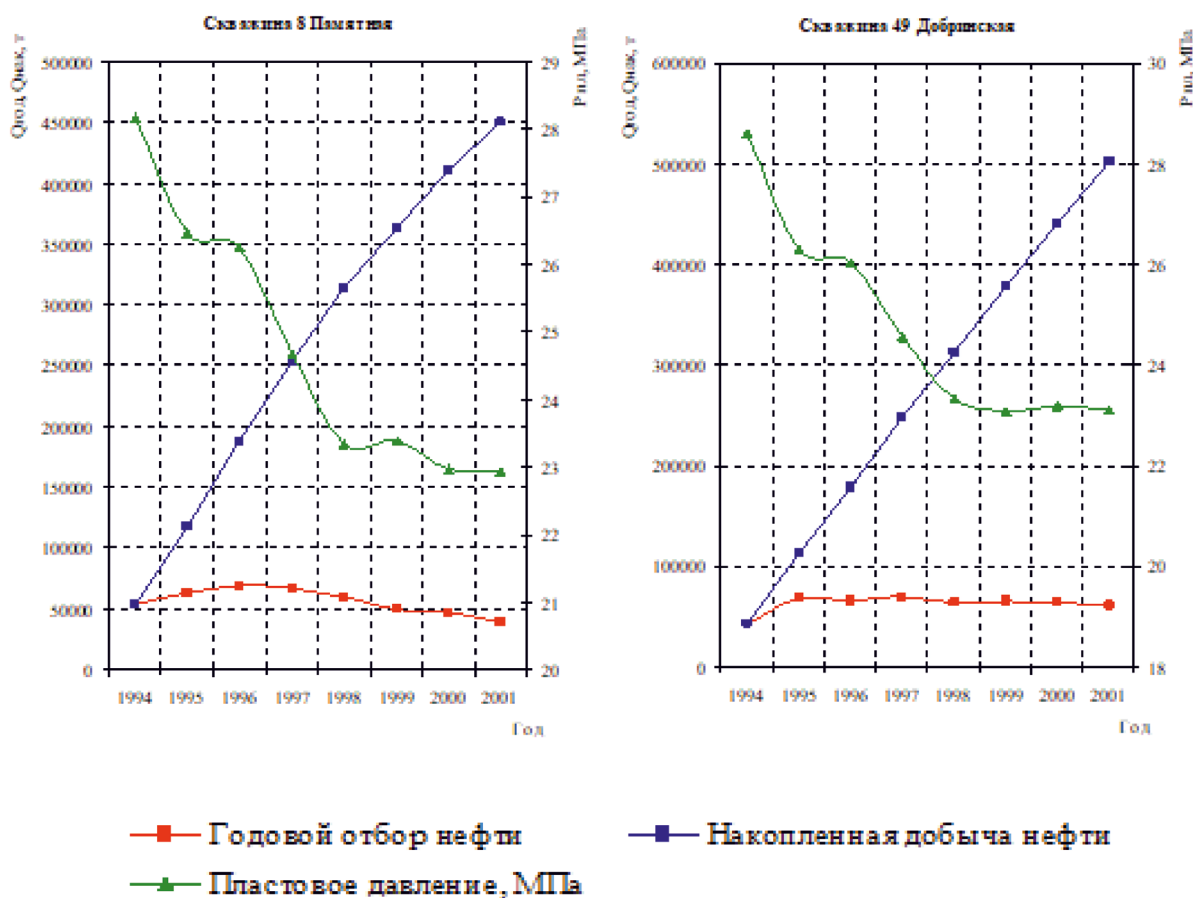


Рис. 6. Диаграммы показателей добычи нефти по скважинам Памятно-Сасовского месторождения за 1994-2001 гг.

ного пласта: водонапорный (естественный и искусственный), упруговодонапорный, газонапорный (режим газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный. Процесс деформации пород учитывает только упруговодонапорный режим. Таким образом, исключаются из рассмотрения процессы пластической деформации пород, что не позволяет учитывать реальные процессы при добыче нефти и газа на ряде месторождений. Для примера рассмотрим данные о характере разработки Памятно-Сасовского месторождения, которое относится к числу крупных и является крупнейшим в Волгоградской области по площади и начальным запасам. В процессе его разработки был проведен большой комплекс опытно-промышленных работ и научных исследований. Памятно-Сасовское месторождение принадлежит к рифовой постройке значительной высоты и стратиграфического диапазона – более 800 м. Рифовый массив имеет крутые склоны (от 25° до 65°), залежь нефти узкая (0,6 – 1,2 км), протяженная (16,3 км), средняя глубина залегания кровли коллекторов – 2690 м, с большим этажом нефтеносности (162 м). Покрышкой является известково-мергельно-аргиллитовая толща задонско-елецкого возраста, в которой обнаружены ограниченные по объему нефтенасыщенные зоны. Роль боковых запирающих фаций играют мергельно-аргиллитовые отложения уметовско-линевской толщи. В целом резервуар имеет замкнутый характер, соотношение объемов нефтеносной и водоносной зон оценивается как 1/15.

В литолого-фациальном отношении евлановско-ливенские отложения представляют собой генетически единый комплекс карбонатных пород. В строении массива выделены фации ядра (биогермные доломиты и водорослевые образования) и периферийные (склоновые) фации (реликтовые, органогенно-детритовые и обломочные доломиты). По данным изучения структуры пустотного пространства в шлифах, меж-

кристаллические поры имеют диаметры 1-60 мкм; поры выщелачивания от 20 мкм до 2 мм; каверны от 1 мм.

В то же время эти данные не характеризуют такое качество резервуара, как сообщаемость каверн и матрицы, что, в свою очередь, не объясняет большие дебиты при испытаниях, а также осложнения при бурении (провалы, поглощение промывочной жидкости, вплоть до потери циркуляции). При проходке все скважины, расположенные в осевой части структуры, показали провальные зоны и зоны поглощения, причем максимальная величина провала составляет 8 м. Скважины, где поглощения не отмечены, расположены на склонах постройки. Уже по этим данным наблюдается улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород в ядре рифа, что согласуется с особенностями строения других рифовых структур барьерного типа. В большинстве испытаний отмечалась высокая активность проявления интервалов исследования, что обеспечивало быстрое восстановление пластового давления в закрытый период испытания и исключало возможность определения ФЕС по КВД. Вполне можно предположить, что при такой «ажурной» структуре скелета отдельных частей резервуара произойдет их смятие при относительно небольшом увеличении эффективных напряжений в породе.

Разработка началась в 1994 г., и в течение четырех лет наблюдалось устойчивое падение пластового давления с 28 МПа до 23 МПа с последующей многолетней стабилизацией давления, несмотря на некомпенсированный отбор жидкости (рис. 6). Данное явление объяснялось активизацией фильтрационных процессов из слабопроницаемых пород, окружающих рифовый резервуар, однако настораживает факт резкой смены падения давления на ее стабилизацию. Принять гипотезу проявления пластической деформации позволяют факты изменения индексов продуктивности на ряде скважин в процессе их эксплуатации.

На рисунке 7 приведены данные многочисленных исследований трех скважин, по которым определялись индексы продуктивности. Для каждой из них сначала отмечалось снижение продуктивности, а затем резкий рост этого параметра до аномальных

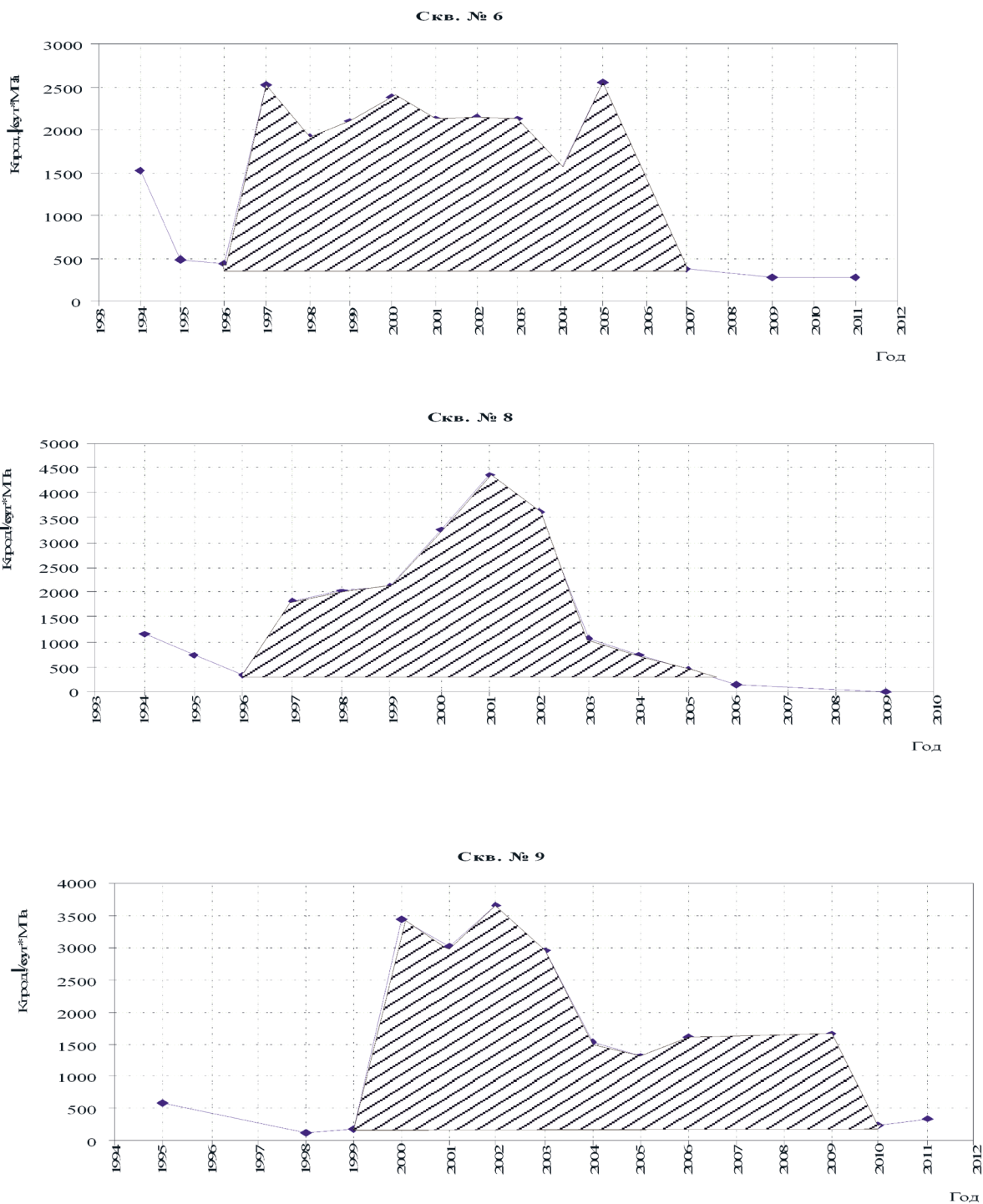


Рис. 7. Изменение индекса продуктивности в процессе разработки для скважин Памятно-Сасовского месторождения

значений – до 4500 м³/сут*МПа (450 м³/сут*атм). Высокие коэффициенты продуктивности наблюдались в течение длительного времени, что позволяло поддерживать плановые дебиты нефти при депрессиях 1-2 атм. Однако этот период закончился резким спадом величин продуктивности до величин меньших, чем первоначальные.

Приведенные данные вполне укладываются в модель пластичного уплотнения резервуара, которое захватывает его различные участки в разные промежутки времени. Этим процессом можно объяснить и мощный энергетический эффект, позволяющий поддерживать высокий уровень продуктивности скважин. Влияние снижения давления в резервуаре на дебит скважин и величину нефтеизвлечения рассматривается в ряде зарубежных работ, в частности О. Петерсен [14] указывает, что деформация резервуара при снижении пластового давления может положительно повлиять на добычу во многих типах коллекторов. Факторами, которые оказывают наибольшее влияние на фактическое изменение коэффициента извлечения или структуры потока, являются: контраст проницаемости между прочными и слабыми материалами, началь-

ная абсолютная проницаемость в материалах с низкой проницаемостью, зависимость проницаемости от нагрузки.

ВЫВОДЫ

При изменениях давления происходит изменение пористости и проницаемости пласта, которое может иметь как обратимый, так и необратимый характер. Формирование депрессии при испытании скважин и эксплуатации добывающих скважин на фоне максимальных градиентов давления локализуется в призабойной зоне, соответственно, там же происходит максимальное ухудшение коллекторских свойств пласта, обусловленное деформационными процессами. В то же время депрессии мобилизуют флюиды слабопроницаемых зон пласта и покрышки, деформация резервуара создает дополнительные условия для движения флюидов к скважине (contraction drive).

Репрессия увеличивает емкость и проницаемость резервуара, устраняет часть «тупиковых» зон, препятствует выделению газа. В долгосрочной перспективе интегральный эффект пластической деформации коллекторов, как правило, негативный.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Бижитуев М.Б. Определение критической депрессии начала смыкания трещин в процессе исследования фонтанирующих скважин // Нефтегазовая геология и геофизика. Экспресс информация. – Вып. 6. – 1992.
2. Влияние эффективного давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов Западно-Моисеевской площади Двуреченского месторождения / Ачкасова Е.Г., Ледовская Т.И., Раздобреева Н.И. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 3. – с. 41-43.
3. Денк С.О. Перспективы нефтегазодобычи: "нетипичные" продуктивные объекты, нетрадиционные источники углеводородного сырья, интенсивные геотехнологии. – Пермь: Электронные издательские системы, 2006. – 403 с.
4. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
5. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 467 с.: ил.
6. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 397 с.
7. Муфазалов Р.Ш. Скин-фактор и его значение для оценки состояния окколоскважинного пространства продуктивного пласта // Технологии ТЭК. – 2007. – № 3. – С. 36-42.
8. Свалов А.М. Влияние деформации породы в призабойных зонах скважин на вид индикаторных кривых // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 63-65.
9. Сухонос Г.Д. Испытание необсаженных скважин. – М.: Недра, 1992. – 256 с.
10. Федоров К.М. Методика прогнозирования приемистостей скважин после их перевода в нагнетательный фонд / Федоров К.М., Федоров П.К., Лушиков А.Ю., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 1. – С. 55-57.
11. Черемисин А.Н., Черемисин Н.А., Сонич В.П. Особенности моделирования разработки гранулярных коллекторов упругопластическими свойствами // Нефтяное хозяйство. – № 2. – 2004. – С. 60-62.
12. Chin L.Y., Raghavan R., Thomas L.K. Fully coupled geomechanical and fluid-flow analysis of wells with stress-dependent permeability // SPE Journal 5 (1), March 2000. – P.32-45.
13. Jelmert T.A., Torsater O., Selseng H. Technique characterizes permeability of stress-sensitive reservoirs // Oil and Gas Journal, June 12. – 2000. – P. 52-62
14. Pettersen O. Compaction, Permeability and Fluid Flow in Brent-Type Reservoirs Under Depletion and Pressure Blowdown // The Open Petroleum Engineering Journal, 2010. – №3. – P.1-13.