

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ ЭПП

С.Н. Закиров
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Введение

Компьютерная революция, начавшаяся в России в 2000 г. по инициативе Н.Н. Лисовского, показала следующее. Механический перенос докомпьютерных методологий исследований в нефтегазовых научных дисциплинах на соответствующие исследования в наступившей Эре компьютерного моделирования является некорректным. Данное обстоятельство предопределило необходимость создания соответствующей методологии, пригодной для компьютерной эры.

Авторы «наведения порядка» в совокупности методов исследований в нефтегазовых научных дисциплинах в докомпьютерной эре присвоили ей понятие – Концепция абсолютного порового пространства (АПП). Пришедшая ей на смену совокупность методологий для компьютерной эры получила название Концепции эффективного порового пространства (ЭПП). На долю Концепции ЭПП досталась также необходимость восстановления утраченной взаимосогласованности нефтегазовых дисциплин по вертикали и горизонтали в нефтегазовой науке.

Далее по тексту ряд особенностей Концепций АПП и ЭПП будут рассмотрены подробнее. Сейчас же отметим следующее. Концепция ЭПП позволила, в частности, родить новую технологию разработки месторождений нефти под названием вертикально-латерального заводнения. Именно судьбе этой технологии и посвящается, в основном, содержание данной статьи.

* * *

Концепция АПП получила свое название в связи с тем, что базисными коэффициентами в уравнениях М. Маскета [1] выступают абсолютная проницаемость по газу $k_{абс}$ и открытая пористость – m_o . В концепции ЭПП базисными являются коэффициенты эффективной проницаемости при остаточной водонасыщенности $S_{e_{ост}}$, а эффективная пористость $m_{эф}$ равняется $m_{эф} = m_o (1 - S_{e_{ост}})$, [2, 3].

Недостаток Концепции АПП состоит в том, что базисные параметры $k_{абс}$ и m_o являются чужеродными для нефтяного пласта. Ибо фильтрация нефти протекает при

эффективной проницаемости, а запасы нефти приурочены к $m_{эф}$. Напротив, достоинством Концепции ЭПП является то, что базисные коэффициенты по сути являются родственными для продуктивного, нефтеносного пласта.

Целесообразность перехода от Концепции АПП к Концепции ЭПП обуславливается многими достоинствами, которые уже неоднократно отражались в наших публикациях [3–5]. Для убедительности приведем два примера. Во-первых, отпадает необходимость экстрагирования кернов и определения ненужных для проектировщиков значений $k_{абс}$ и m_o на сотнях и тысячах кернов. Во-вторых, корреляционные зависимости от $k_{эф}$ и $m_{эф}$ в петрофизике пласта отличаются более высокой коррелируемостью по сравнению с использованием $k_{абс}$ и m_o . Как следствие, повышается степень достоверности результатов интерпретации геофизических и гидродинамических исследований скважин и пластов.

Важным достоинством Концепции ЭПП является то, что она

- позволила создать и обосновать такие новые технологии разработки, которые принципиально невозможно отыскать, если находишься в рамках Концепции АПП;
- заставила авторов создать новые технологии исследования скважин и пластов [3].

Одной из новых является Технология вертикально-латерального заводнения. Она родилась, когда автор был приглашен главным инженером проекта уникального Карачаганакского месторождения И.А. Леонтьевым для того, чтобы помочь поднять эффективность сайклинг-процесса. Эта кооперация состоялась в середине 80-х годов. В то время соответствующие исследования автора были выполнены на секторной модели, изображенной на рис. 1. Продуктивный пласт представлен карбонатным коллектором. На рис. 1 незаштрихованные кружки относятся к интервалам вскрытия продуктивного пласта эксплуатационной скважины, заштрихованные – к нагнетательным [6].

На рис. 1, а приводятся результаты расчетов применительно к традиционному, латеральному сайклинг-процессу. Отсюда видно, что прорыв сухого газа в добывающие скважины характеризуется низким коэффициентом охвата, а значит, и коэффициента конденсатоотдачи пласта (КИК). На рис. 1, б и 1, в даются результаты вертикально-латерального сайклинг-процесса. Системы разработки здесь отличаются тем, что забои добывающих и нагнетательных скважин разнесены по вертикали. Следствием этого

является резкое увеличение коэффициента охвата в процессе вытеснения жирного газа сухим газом.

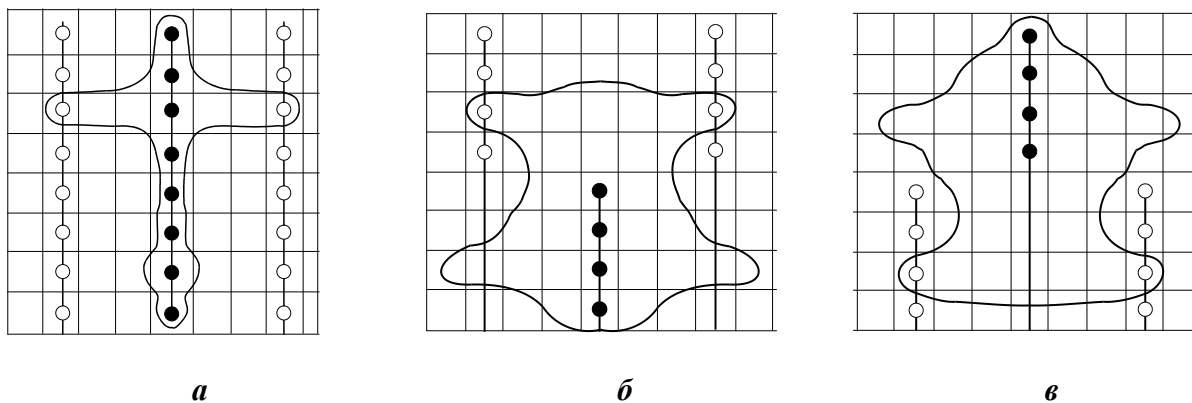


Рис. 1. Альтернативные схемы сайклинг-процесса применительно к Карачаганакскому месторождению: *а* – традиционная латеральная; *б, в* – схемы вертикально-латерального вытеснения жирного газа сухим

(● – интервал нагнетательной скважины,
○ – интервал эксплуатационной скважины)

Выполненные исследования легли в основу проекта разработки Карачаганакского месторождения. Проект был одобрен на ЦКР Газпрома. Однако, технология не была запатентована, а процесс внедрения ее пришелся на момент, когда данное месторождение перешло к республике Казахстан. Как следствие, какая-либо информация о судьбе технологии оказалась для автора недоступной.

Было известно, что разработкой уникального месторождения в Казахстане заняты 4 крупнейшие нефтегазовые компании. Видимо, они не знали о публикации статьи своего главного геолога Ж.К. Кусанова в журнале «Нефтяное хозяйство» [7]. Мотив статьи заключался в том, что консорциум реализовал уникальную технологию вертикально-латерального сайклинг-процесса с высокой эффективностью (рис. 2). но автор технологии в статье [7] упомянут не был.

Автору данной статьи было отрандно, что его технология оказалась успешной. Мною в адрес руководств всех четырех компаний были отправлены копии моих текстов в проектном документе и публикациях в книге и статьях. При этом просьба состояла в признании моего авторства технологии.

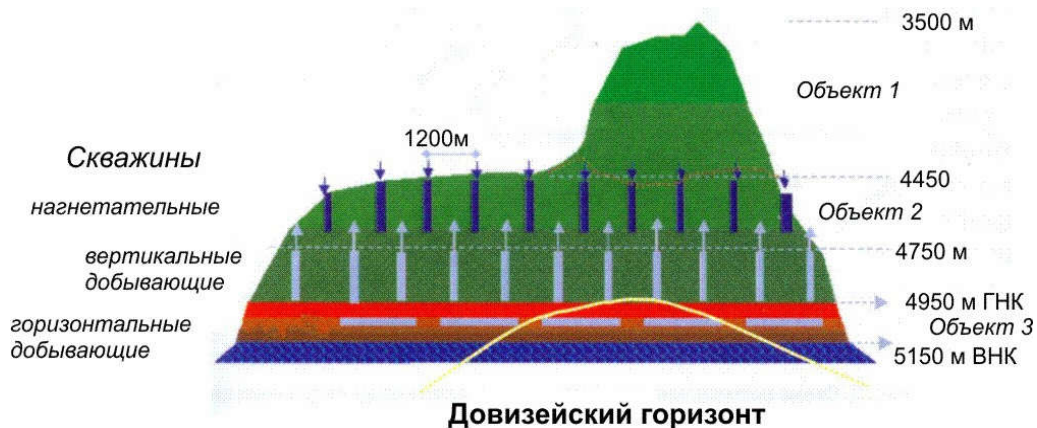


Рис. 2. Схема вскрытия объекта № 2 на месторождении Карачаганак системой добывающих вертикальных и нагнетательных скважин [7]

Очень «бедные» компании затруднились отреагировать на мои просьбы.

Очевидно, что технология вертикально-латерального сайклинг-процесса вполне может использоваться на нефтяных месторождениях как технология вертикально-латерального заводнения.

Отечественная компания обратилась с просьбой помочь ей на одном проблемном месторождении, где фактический КИН был далек от утвержденного. 3D гидропрослушивание и результаты компьютерного моделирования говорили о приемлемости здесь технологии вертикально-латерального заводнения.

В кровле пласта пробурили горизонтальную добывающую, а у подошвы пласта – горизонтальную нагнетательную скважину. Буровики отказались от сотрудничества с нами при бурении запланированных скважин. Скважины пробурили. К сожалению, их дебиты оказались существенно более низкими по сравнению с нашими прогнозами. Речь о возможной эффективности технологии отпала.

Тогда мы поинтересовались режимами бурения этих скважин. Выяснилось, что скважины были пробурены при высоких репрессиях на пласт. То есть, пласт законопатили. Мы, чтобы снять с себя ответственность, добились того, чтобы в этих скважинах реализовали ГРП. ГРП выполнили, с высокой результативностью, что снимало обвинения в наш адрес. Но, к сожалению, в дальнейшем о продлении внедрения технологии речь уже не шла.

Другая компания предложила подвергнуть апробации нашу технологию на своем крупном месторождении. Мы откликнулись, начали работать. Но нашлись любители вставлять палки в колеса. Нам пришлось отказаться от дальнейшего сотрудничества.

* * *

Наряду с авторским опытом заслуживают внимание и работы других исследователей. Поэтому остановимся на довольно зрелой публикации Д.К. Шайхутдинова [8], в которой автор с точностью до буквы постиг положительные аспекты Концепции ЭПП. Это позволило ему квалифицированно подойти к оценке технологии вертикально-латерального заводнения на опытном участке Ромашкинского месторождения. Известно, что до сего дня это месторождение разрабатывалось по технологии латерального заводнения, преимущественно на основе вертикальных скважин.

Ромашкинское месторождение со слоистыми коллекторами начало разрабатываться в 50-х годах прошлого столетия на основе идей Концепции АПП. Согласно нашим публикациям, в частности [9], в таких случаях текущий и конечный КИН являются завышенными. Поэтому обращение к технологии вертикально-латерального заводнения здесь оказалось уместным.

Автор публикации [8] грамотно подошел к построению 3D геологической и 3D гидродинамической моделей опытного участка в вариантах Концепции АПП и ЭПП (рис. 3). Это позволило ему выполнить исследования для сопоставительных вариантов прогнозных расчетов.

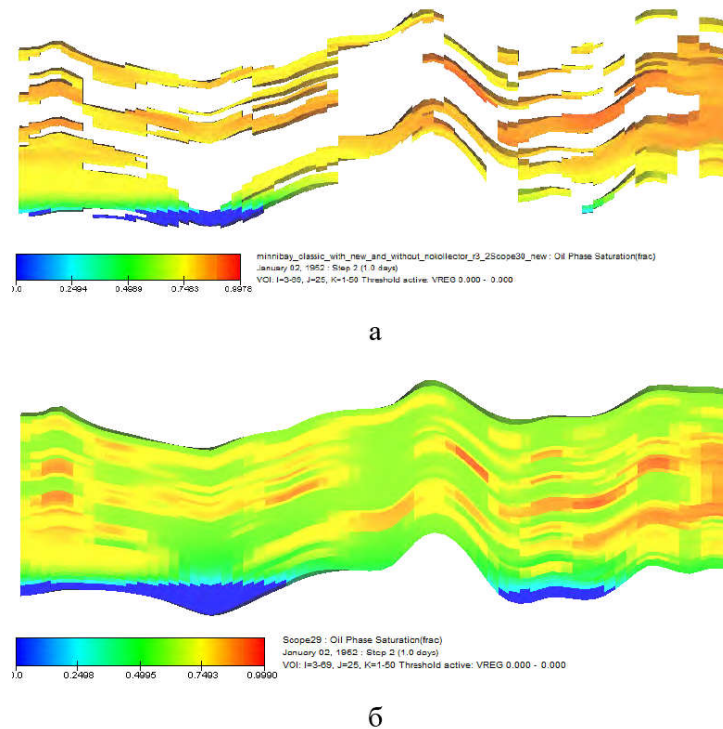


Рис. 3. Распределение коэффициента нефтенасыщенности в гидродинамической модели объекта: а – по традиционной концепции АПП, б – по новой концепции ЭПП [8]

Конечными сопоставляемыми вариантами разработки на основе Концепций АПП и ЭПП являлись те, в которых в варианте с АПП в разработку вводится одна горизонтальная добывающая скважина у кровли пласта, а в модели с ЭПП – осуществляется вариант вертикально-латерального заводнения.

По экономической оценке вариант с бурением горизонтальной скважины оказался несколько более привлекательным по сравнению с конкурирующим вариантом.

Создается впечатление, что автору предложили показать, что реализованный вариант разработки месторождения являлся и до сего дня наиболее привлекательным. Нам представляется, что такой вывод не корректен по ряду причин, на которых не будем останавливаться.

Рассмотрим лишь корректный подход, который мог бы объективно оценить достоинства вариантов латерального и вертикально-латерального заводнения для выбранного опытного участка.

- За показатели разработки опытного участка согласно Концепции АПП принимаются фактические данные. Это будет базисный вариант.

- Вследствие отсутствия результатов 3D гидропрослушивания следует рассматривать серию 3D геологических и 3D гидродинамических моделей пласта с разными ФЕС у неучитывавшихся ранее «неколлекторов».

- В первом варианте число и местоположение вертикальных добывающих и нагнетательных скважин принимаются такими же, как и по факту. Однако протяженность вертикальных стволов у кровли будет такой, что они вскроют, например, лишь 20% продуктивного пласта. Нагнетательные скважины бурятся до подошвы пласта, но в них вскрываются тоже 20% продуктивного пласта.

- Во втором варианте в добывающих и нагнетательных скважинах вскрытые части пласта составляют по 35%.

- В третьем варианте число добывающих скважин равняется их общему числу в 1-м и 2-м вариантах, а вскрытие пласта составляет 20%. Количество нагнетательных скважин сокращается наполовину. Но зато они являются горизонтальными.

- В четвертом варианте число добывающих скважин сокращается в два раза по сравнению с 1-м и 2-м вариантами.

И так далее. Идея расчетов понятна, а напрашивающиеся «заманчивые» варианты могут дополняться.

Сопоставление именно подобных вариантов даст представление о достоинствах технологии вертикально-латерального заводнения при разных ФЕС у неколлекторов.

Заключение

Концепция ЭПП родила новую технологию – вертикально-латерального заводнения слоисто-неоднородных залежей нефти. А в случае газоконденсатных залежей – технологию вертикально-латерального сайклинг-процесса. Практика разработки таких залежей дала положительные и негативные примеры их разработки. Много зависит от проницаемости коллекторов вдоль вертикальной координаты. Поэтому целесообразно уделять особое внимание проведению 3D гидропрослушивания продуктивного пласта. При отыскании оптимального варианта особое внимание следует обращать на типоразмеры добывающих и нагнетательных скважин, а также на режимы их эксплуатации.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Muskat M., Meres M.W.* The flow of heterogeneous fluids through porous media // *Physics*. 1936. Vol. 7, Sept. (9). P. 346–363.
2. С заседания Центральной комиссии по разработке // *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 32–33.
3. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: Ч. 2. М.–Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.
4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // *Нефтяное хозяйство*. 2006. № 1. С. 34–41.
5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Инновации в разработке месторождений нефти и газа // *Вестник РАН*. 2012. Т. 82. № 5. С. 425–431.
6. *Закиров С.Н., Леонтьев И.А., Мусинов И.В., Шведов В.М.* Поддержание давления в газоконденсатной залежи с неоднородными по свойствам коллекторами // *Тр. ВНИИГаза «Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием давления»*. М., 1988. С. 25–30.

7. *Кусанов Ж.К.* Особенности разработки Карачаганакского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 100–103.

8. *Шайхутдинов Д.К.* Построение модели месторождения на основе концепции эффективного порового пространства и оценка эффективности применения вертикально-латеральной системы разработки [Электронный ресурс] // ТатНИПИнефть. 2013. 13 с. – Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2013/geol/010.pdf> (Дата обращения 27.03.2018).

9. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Баганова М.Н.* О коэффициентах нефте-, газо-, конденсатоотдачи // Георесурсы. 2015. № 3(62). С. 24–30.