

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.31

Оценка эффективности системы ППД на Кальчинском нефтяном месторождении

М.Н. Максимов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, 629300, Новый Уренгой, пр-т Ленинградский, 16-52. M.n.maksimov@mail.ru,
(Статья поступила в редакцию 11 апреля 2016 г.)

Природные резервуары представляют единые гидродинамические системы и содержат углеводороды в трещинах и порах. Анализ разработки, а также данные индикаторных исследований подтверждают наличие высокопроницаемых каналов, оказывающих существенное влияние на разработку месторождения. Неучет фильтрационно-емкостной модели и внедрение системы заводнения способствуют росту обводненности продукции и формированию трудно извлекаемых запасов.

Ключевые слова: *система поддержания пластового давления (ППД), коэффициент извлечения нефти, разработка месторождений, трассерные исследования.*

DOI: 10.17072/psu.geol.31.77

Роль тектоники в формировании залежей углеводородов была доказана еще на ранних стадиях развития нефтегазовой промышленности, однако по сей день при формировании систем разработки месторождения влияние тектонических факторов сводится к минимуму. Сейсморазведочными работами не всегда удается выявить разломы в осадочном чехле, чаще всего по причине отсутствия высоких амплитуд смещения пластов.

Доказано, что тектонические напряжения способствуют образованию вторичной пористости (трещиноватости) в осадочном чехле. Результатами бурения подтверждается наличие зон разуплотнения пород, в которых зачастую происходит интенсивное поглощение бурового раствора. В процессе освоения скважин

наблюдается продолжительный вынос промывочной жидкости из скважин, причем доля бурового раствора при освоении изменяется в зависимости от депрессии. Анализ индикаторных данных, кривых восстановления давления показывает работу различных типов коллекторов в исследуемых объектах.

Наличие в терригенных коллекторах пор и трещин, соизмеримых с поровыми каналами, предопределяет развитие трещинных (Т), порово-трещинных (ПТ), трещинно-поровых (ТП), поровых (П) коллекторов. Типы коллекторов (рис. 1) выделяются на основании зависимостей геолого-промысловых параметров от скин-эффекта (рис. 1, а) и скин-эффекта от депрессий (рис. 1, б) [1]. Поскольку $\sum Q_n = f(Q_n)$, где $\sum Q_n$ – накопленная добы-

ча; Q_H – темп отбора, то механизм дренирования залежей чётко отражается (рис. 1, в) на характере кривых ΣQ_H , причем

независимо от стратиграфии, литологии и величины запасов.

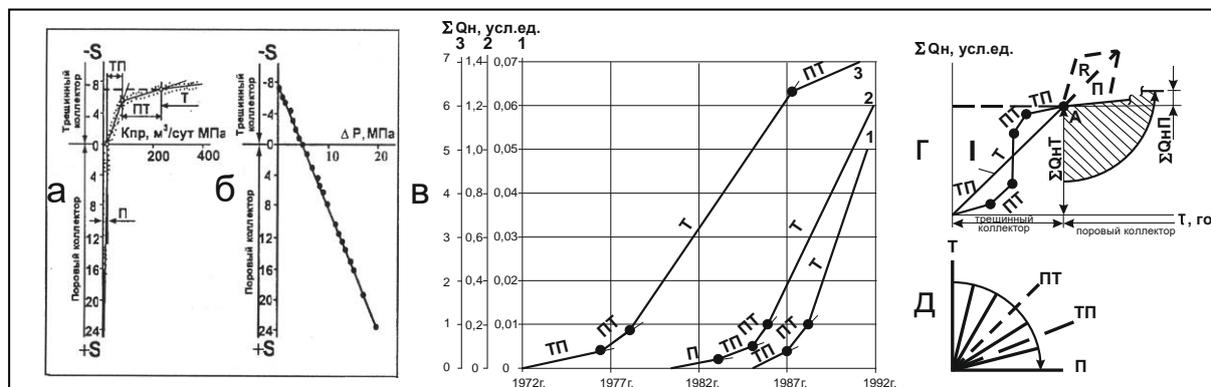


Рис.1. Обоснование фильтрационно-емкостной и гидродинамической модели месторождений Западной Сибири. Зависимости коэффициента продуктивности от показателя скин-эффекта (а) и показателя скин-эффекта от депрессии (б); в – динамика суммарных отборов нефти по годам разработки месторождений: 1 – Чумпасское (пласт АВ₁³), 2 – Талинское (пласт ЮК₁₀), 3 – Федоровское (пласт ВС₁₀); г – обоснование универсальной модели месторождений, д – упрощенный вариант модели

Согласно работе [1] и рис. 1, г, окончание извлечения продукта из трещин (точка А) устанавливается по стабилизации на низком уровне кривой ΣQ_H . Так как отрезок, характеризующий отбор из трещинной ёмкости $\Sigma Q_H T$, параллелен ординате, то коэффициенты нефтенасыщенности и нефтеизвлечения трещин близки к единице. Поскольку месторождения разрабатываются длительное время, кривая отбора из пор П стремится быть параллельной оси абсцисс. Таким образом, система разработки месторождений характеризуется (заштрихованная область) спектром показателей, изменяющихся в координатах Т-П. В упрощенном варианте фильтрационно-емкостная модель месторождений, приведенная на рис. 2, д, имеет универсальный характер.

Анализ разработки Алёхинского, Восточно-Сургутского, Восточно-Елового, Маслиховского месторождений доказывает отдельную выработку запасов из трещинных и поровых коллекторов [2], причем основная часть извлекаемых запасов сосредоточена в трещинных коллекторах. Наличие высокопроницаемых каналов в терригенных коллекторах и их роль в раз-

работке месторождений можно наглядно проследить на примере Кальчинского нефтяного месторождения.

Кальчинское месторождение расположено в пределах Тобольского нефтегазодносного района Фроловской нефтегазодносной области Западно-Сибирской нефтегазодносной провинции. Нефтеносность установлена в интервалах глубин 2513-2862м в стратиграфическом диапазоне от тюменской свиты среднеюрского возраста до ачимовской толщи ахской свиты нижнемелового возраста. Залежи нефти приурочены к пластам Ю₄, Ю₃, Ю₁, Ю₁^{аб} (абалакская свита), Ю₀, Ач₃, Ач₂², Ач₂¹⁻², Ач₂¹⁻¹, Ач₁⁴, Ач₁³, Ач₁² и Ач₁¹.

В пределах изучаемой территории выделяются три структурных этажа: нижний – кристаллический фундамент, промежуточный – пермь-триасовый комплекс и верхний этаж – мезозойско-кайнозойский ортоплатформенный чехол. Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (ЗапСибНИГНИ, И.И. Нестеров, В.С. Бочкарев и др., 1990), Кальчинский лицензион-

ный участок находится в южной части Ханты-Мансийской впадины.

Продуктивные пласты меловой системы приурочены к ахской свите. Ачимовская толща представлена довольно сложным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевроли-

ты серые, часто известковистые, линзообразные. Встречаются прослойки и включения сидерита, отпечатки раковин двустворок, намывы углисто-сланцевого материала, обугленный растительный детрит.

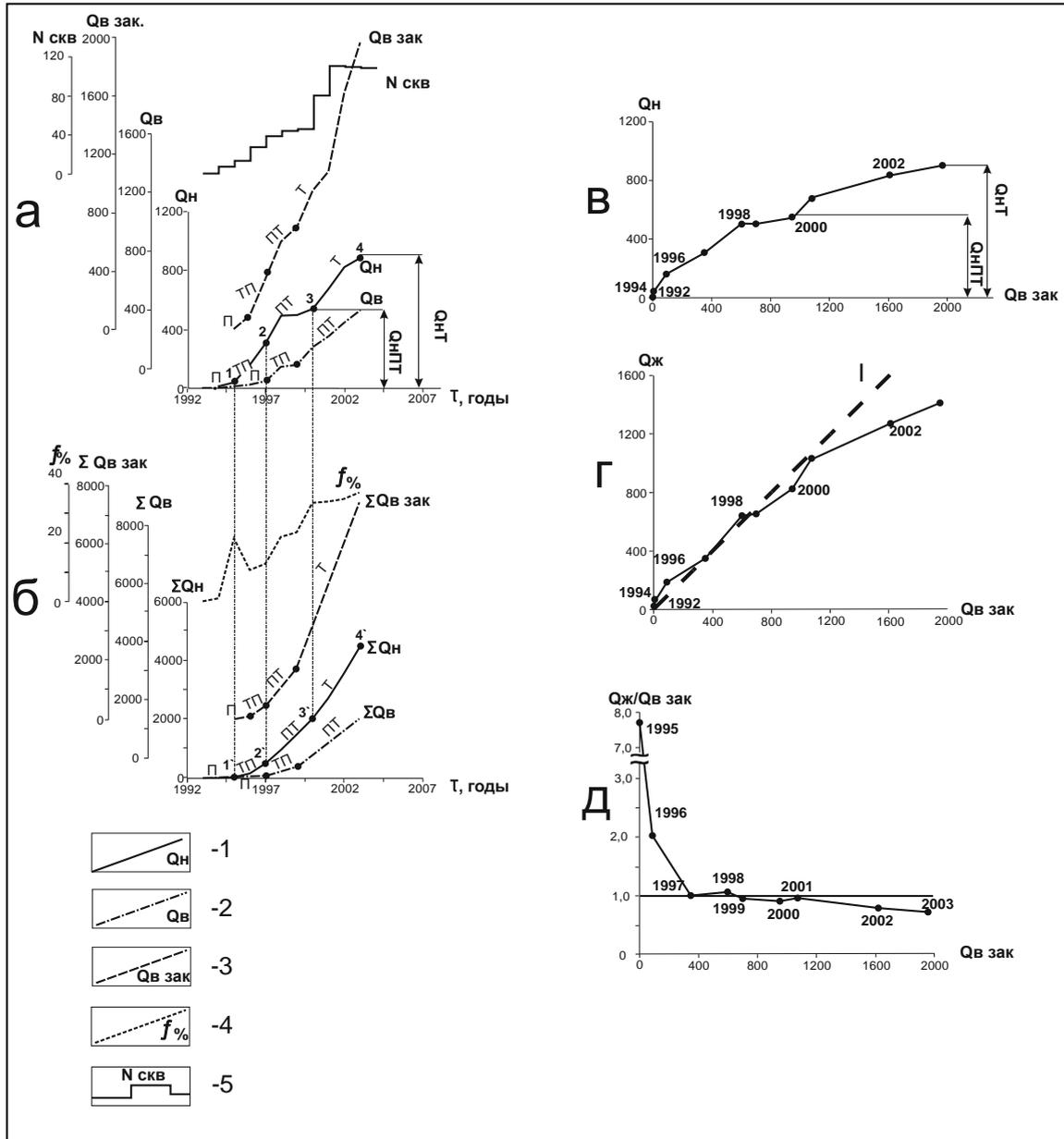


Рис. 2. Динамика средних(а) и суммарных (б) по годам показателей разработки пластов ачимовских отложений Кальчинского месторождения; оценка эффективности системы заводнения пластов ачимовских отложений: в – зависимость годовой добычи нефти от закачки воды; г – зависимость добываемой жидкости от закачки воды; д – график зависимости эффективности системы заводнения от закачки воды; 1 – добыча нефти (тыс. т); 2 – отбор воды (тыс. т); 3 – количество закачиваемой воды (тыс. т); 4 – обводненность продукции (%); 5 – фонд добывающих скважин (ед.) – все в условных единицах

Песчаные пласты ачимовской толщи (Ач₁-Ач₄) не выдержаны по простиранию и в разрезе имеют линзовидный характер залегания. Толщина ачимовской пачки достигает 177м (скв.78).

Анализ разработки Кальчинского месторождения подтверждает наличие в ачимовских отложениях высокопроницаемых (трещинных) и низкопроницаемых (поровых) коллекторов.

В начальный период разработки уровень добычи нефти, в связи с кольтатацией трещин, соответствует поровому (П) типу коллектора (начало координат – т. 1; 1' рис. 2, а, б), а в последующие годы происходит раскольматирование трещин и коллектор начинает работать как трещинно-поровый (ТП) (т. 1; 1' – т. 2; 2' рис. 2, а, б) и порово-трещинный (ПТ) (точки т. 2; 2' – т. 3; 3' рис. 2, а, б). Интенсивное разбуривание месторождения, а также применение системы заводнения приводят к росту добычи, и коллектор в дальнейшем вырабатывается как однородно-трещинный (Т) (т. 3; 3' – т. 4; 4' рис. 2, а, б).

Высокие темпы отбора продукции, а также система поддержания пластового давления (ППД) приводят к быстрой выработке запасов из трещинной емкости, а также способствуют росту обводненности продукции (до 10% в год). Уровень добычи нефти, соответствующий порово-трещинному (ПТ) коллектору, составляющий примерно 2% балансовых запасов, обеспечивает равномерное извлечение продукта как из трещинной (Т), так и из поровой (П) емкостей.

Оценка системы заводнения подтверждает отдельную выработку запасов. С внедрением закачки воды происходит поршневое вытеснение нефти водой (рис.2, в) и, согласно рис. 2, г, закачиваемая вода поступает только в высокопроницаемый коллектор. График эффективности заводнения на рис. 2, д свидетельствует о том, что с 1998 г. часть закачиваемой жидкости не оказывала полезной работы и уходила по высокопроницаемым

выработанным каналам к добывающим скважинам.

Характер движения закачиваемой жидкости в коллекторе подтверждают индикаторные исследования, проведенные на Кальчинском месторождении [3]. Закачка индикатора производилась в 6 нагнетательных скважинах, расположенных в северной, южной и центральной частях месторождения. В качестве индикаторов использовались роданистый аммоний, эозин, флюорисцеин, родамин Ж.

Результаты трассерных исследований на Кальчинском месторождении

Нагнетательная скв.	Макс. скорость фильтрации индикатора, м/сут	Средняя приведенная скорость фильтрации индикатора, м/сут Мпа	Средняя гидрорепродуцируемость, мкм ² см/сП	Средняя скорость массопереноса, м/сут %
170	430	2,21	0,7462	726,2
339	280,7	1,26	0,5199	461,8
302	327,7	1,47	0,7402	602,4
604	258,8	2,22	0,4259	564,6
241	208,4	1,4	1,2857	423,5
248	228,7	1,06	0,3771	757,3

По результатам исследования выявлены каналы высокой проницаемости, в которых скорость фильтрации закачиваемой воды к забоям добывающих скважин достигает 430 м/сут (рис. 3, таблица). Извлеченная таким образом доля индикатора позволяет сделать оценку объемов непродуцируемой закачки воды в пласт. Результаты промысловых исследований также показали наличие межпластовых перетоков индикатора, что подтверждает хорошую гидродинамическую связь между всеми пластами группы Ач на Кальчинском месторождении и наличие вертикальных путей миграции флюидов.

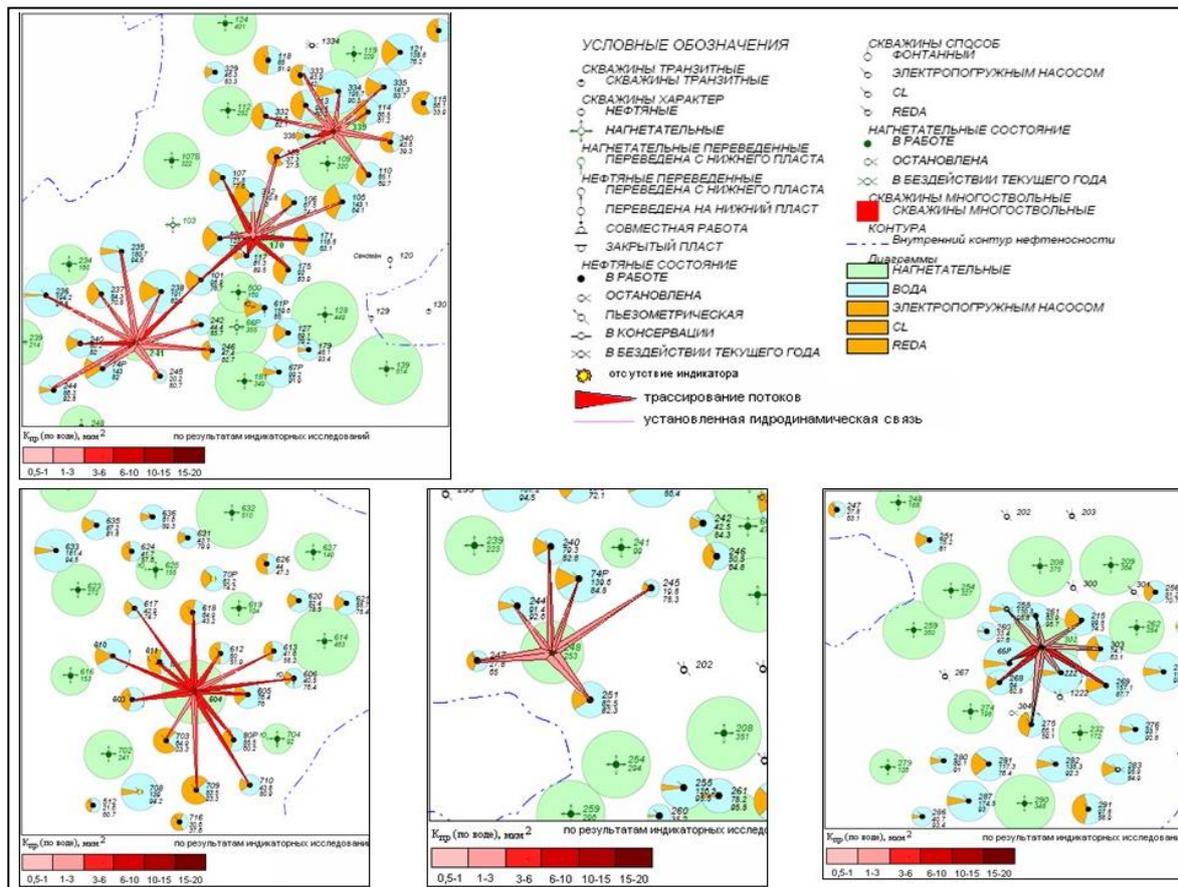


Рис.3. Карты трассирования потоков индикатора от нагнетательных скважин № 170, 339, 302, 604, 241, 248 по пластам Ач1, Ач2-2, Ач3, Ач1, Ач2(1+2), Ач2(2)

В ходе исследований было выявлено, что поступление индикатора отмечается из коллекторов широкого диапазона проницаемости – от 0,1 до 20 мкм², при этом основная доля индикатора поступает из коллекторов проницаемостью 5-15 мкм², что соответствует классу очень хорошо проницаемых коллекторов. Как и анализ разработки, индикаторные исследования подтвердили основное поступление флюида из трещинных коллекторов.

Анализ эффективности системы заводнения (рис. 2, г), а также индикаторные исследования показывают, что закачиваемая вода уходит по высокопроницаемым каналам в эксплуатационные скважины, а не в законтурную зону.

Выводы

Терригенные коллекторы содержат углеводороды в порах и трещинных кана-

лах, соизмеримых с порами, между которыми происходят обменные процессы.

Анализ разработки месторождений Западной Сибири, а также индикаторные исследования доказывают наличие высокопроницаемых каналов, по которым происходит основное движение флюидов.

Высокие темпы отбора и применение системы поддержания пластового давления (ППД) приводят к первоочередной выработке трещинных коллекторов и изоляции остаточных запасов нефти в коллекторах с худшими геолого-промысловыми параметрами.

Индикаторные исследования доказали, что необоснованные темпы закачки жидкости для поддержания пластового давления способствуют заводнению высокопроницаемых коллекторов и быстрому обводнению эксплуатационного фонда скважин.

Уровень добычи нефти, соответствующий порово-трещинному типу коллектора ПТ ($\approx 2\%$ балансовых запасов) позволит добиться равномерного дренирования скважиной запасов как из поровых, так и из трещинных коллекторов и позволит избежать скорого прорыва подошвенных вод к забоям скважин. Поддержание закачки воды на уровне порово-трещинного коллектора (ПТ) обеспечит равномерное вытеснение нефти, нагнетаемой жидкости.

В целом поддержание закачки и добычи флюидов на уровне порово-трещинного коллектора (ПТ) приведет к рациональной выработке запасов, равномерному распределению пластовой энергии по всему объему залежи и позволит

увеличить конечный коэффициент извлечения нефти.

Библиографический список

1. Попов И.П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1993. №11-12. С. 35-39.
2. Попов И.П. Максимов М.Н. Анализ эффективности системы заводнения и причины формирования трудно извлекаемых запасов // Европейские прикладные науки. Штутгарт, 2012. №1. С.13-16.
3. Проведение исследований по трассировке путем закачки оторочек индикаторов на Кальчинском месторождении / ООО НТЦ «Геоинформатика»; Н.П. Михеева, Н.В. Гусева, А.Р. Фаткуллина. 2010.

Evaluation of Formation Pressure Maintenance (FPM) Effectiveness in the Kalchinskoe Oil Field

M.N. Maksimov

Tyumen State Oil and Gas University, 16 Leningradskaya Str., Room 52, Novy Urengoy 629300, Russia. E-mail: m.n.maksimov@mail.ru

Natural reservoirs are the uniform hydrodynamic systems, which contain the hydrocarbons in the fractures and pores. Analysis of the development and study of test data confirm the presence of highly permeable channels, which have a significant impact on the field development effectiveness. Failure to account for the reservoir filtration-capacity model and intensive water flooding operation lead to the increase of water content in the extracted oil and amount of problematic oil resources.

Key words: *Formation Pressure Maintenance (FPM) System, oil recovery factor, oil field development, tracer study.*

References

1. Popov I.P. 1993. Ob universalnosti modeli zalezhey uglevodorodov i povyshenii effektivnosti ikh razrabotki [About universality of oil and gas deposits model and increasing efficiency of their development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*. 11-12: 35-39. (in Russian)
2. Popov I.P., Maksimov M.N. 2012. Analiz effektivnosti systemy zavodneniya i prichiny formirovaniya trudnoizvlekaemykh zapasov [An analysis of the effectiveness of water injection and the reasons hard to recover reserves form]. *Europaische Fachhochschule*. 1: 13-16. (in Russian)
3. *Tracer studies in Kalchinskoe field*. LLC NTC «Geoинформатика», 2010. N.P. Mikheeva, N.V. Guseva, A.R. Fatkulina (Eds.). (in Russian)