

УДК 622.276

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРЕЩИНО-ПОРОВЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ

Гейст И.В.¹, Попов И.П.

*Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень
e-mail: ¹Irina_Geyst@mail.ru*

Аннотация. В данной статье представлены результаты комплексного анализа данных сейсмоки, анализа керна, геофизических и гидродинамических данных по выявлению зон трещиноватости продуктивных отложений. Обоснована фильтрационно-емкостная модель залежи, что будет способствовать повышению эффективности системы разработки.

Ключевые слова: коллектор, трещины, фильтрационно-емкостные свойства, залежь, скважина, дебит, добыча, запасы

В настоящее время большое внимание уделяется нетрадиционным коллекторам, содержащим большую часть запасов углеводородов (УВ) в пределах освоенных месторождений. Порово - трещинный тип коллектора не позволяет однозначно изучать свойства геофизическими и лабораторными данными. В частности, проницаемость по геофизическим (ГИС) и гидродинамическим (ГДИ) данным может различаться на 1 - 2 порядка. Последнее затрудняет моделирование залежей, и как следствие, их эффективную разработку. Один из путей решения данной проблемы – построение модели трещиноватости, с целью оптимального размещения проектных добывающих и нагнетательных скважин и оптимизации системы разработки. В данной работе приведены результаты комплексного анализа геолого-промысловой информации одного из многопластовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Месторождение приурочено к Восточно-Оренбургскому валоподобному поднятию. Морфологические особенности месторождения сложились под влиянием многообразных тектоно-седиментационных процессов. Залежи выявлены в широком стратиграфическом диапазоне начиная от нижнепермских до эйфельского яруса. В разрезе чередуются терригенный и карбонатный типы коллекторов. Наиболее значительные залежи нефти открыты в колганской толще позднефранского возраста. Объектом исследования является терригенный пласт Дкт3, геологические запасы остальных пластов имеют подчиненное значение.

Месторождение открыто более 30 лет назад, с 1990 г. разрабатывалось разведочными скважинами. В 2008 г. началось интенсивное разбуривание. На основе данных сейсморазведки 3D и эксплуатационного бурения по основному пласту Дкт3 выявлено 4 залежи. Залежи основного объекта разработки массивные и связаны с локальными куполами. Продуктивные отложения вскрыты в интервале абсолютных отметок -3230 - 3268 м. Снизу залежи подстилает мощная водонасы-

щенная толща. Для продуктивного разреза характерна низкая доля коллектора – 0,4 д.ед. и высокая расчлененность – 9 ед. Нефтенасыщенные толщины изменяется от 2 до 15 м.

Песчано-алеврито-глинистый разрез колганской толщи характеризуется высокой площадной неоднородностью, вызванной латеральным замещением проницаемой части глинами с образованием линзовидных плохо-коррелируемых коллекторов с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами: средняя проницаемость составляет 15 мД, пористость – 11 %. Высокая неоднородность обусловлена особенностями осадконакопления – в прибрежно-морских условиях под влиянием приливно-отливных явлений. Трещины и перемятость отложений, отмечаемых по керну, свидетельствует о возобновляемых тектонических подвижках вплоть до раннего фамена.

Анализ материалов сейсморазведки 3D с расчетом специфических атрибутов на трещиноватость показал, что прослеживаемые тектонические нарушения затухают вверх по разрезу, а трещиноватость развита во всех отложениях продуктивного этажа. Ориентация трещин предсказуема по простиранию разлома. На основе построенной карты сейсмического атрибута Ant tracking установлены участки улучшенных коллекторских свойств, обусловленные трещиноватостью (рис. 1). Это подтверждается комплексным анализом ГИС и ГДИ, изучением керна и согласуется с палео-геологической историей развития региона.

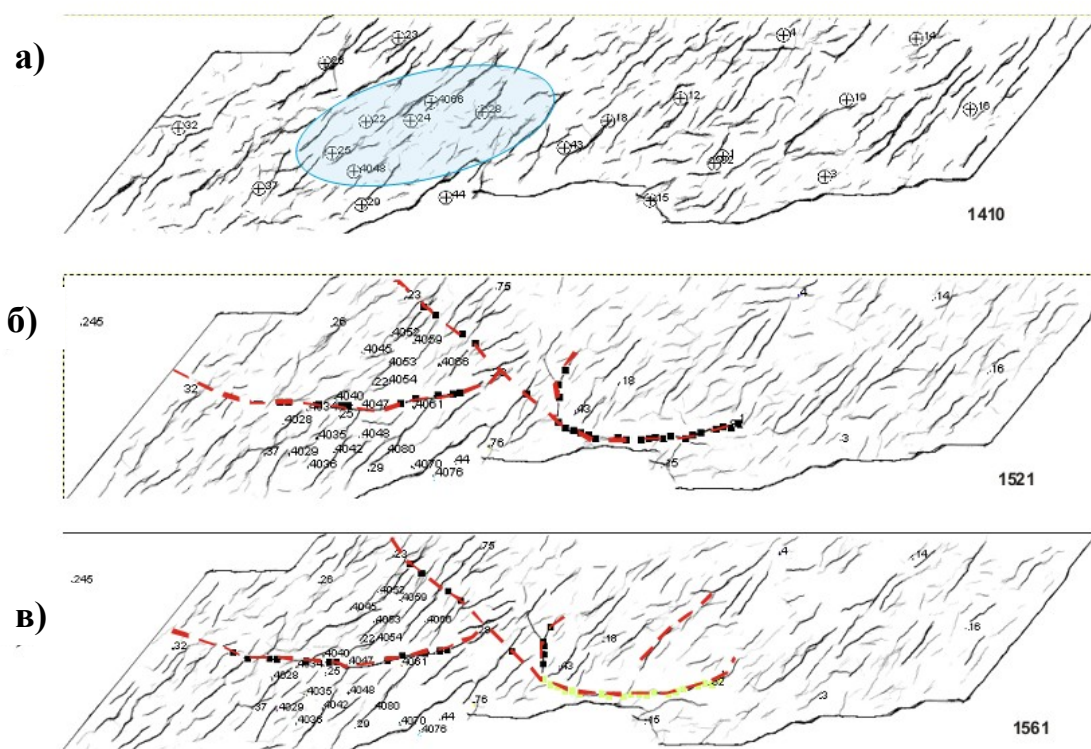
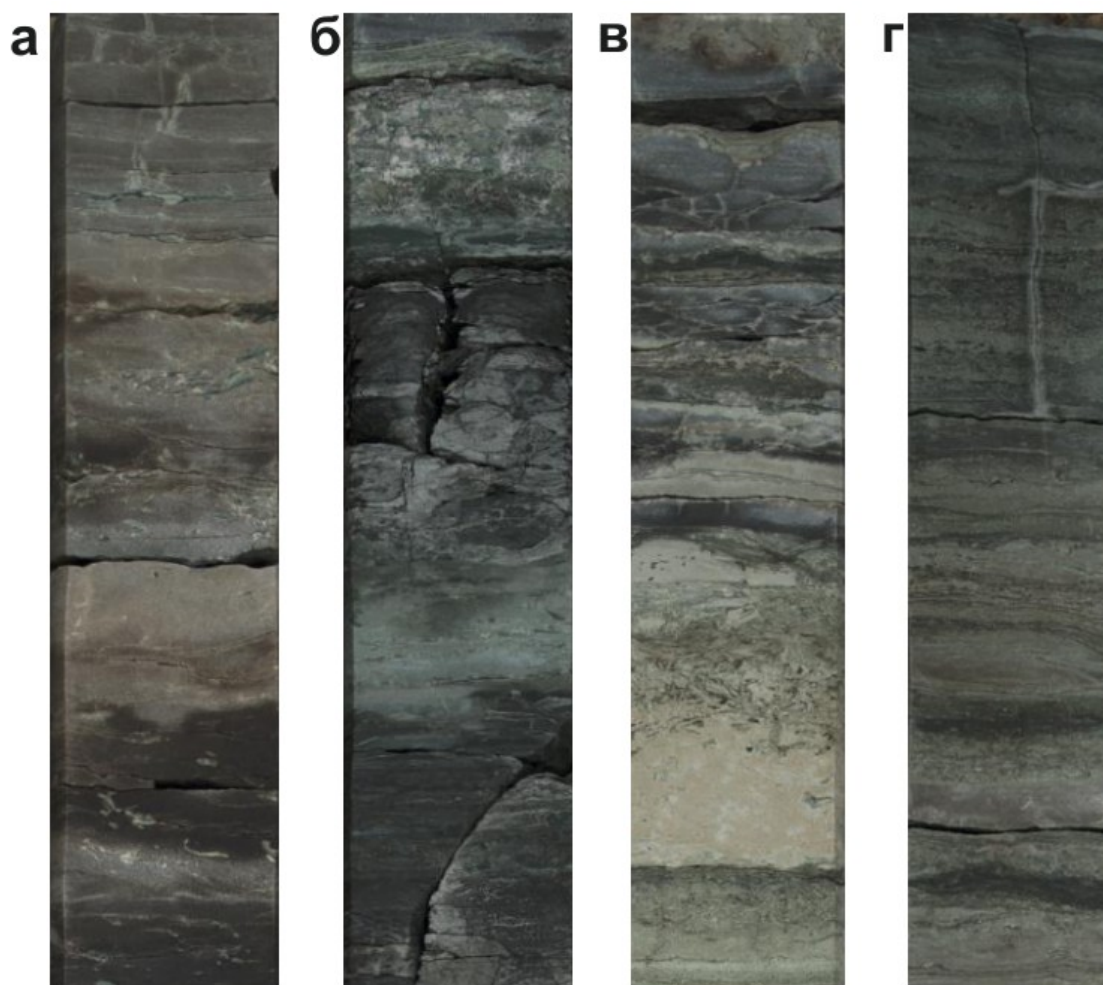


Рис.1. Тайм-слайсы сейсмического атрибута Ant tracking в разные интервалы девонского времени:
а – франское, б – живетское, в – эйфельское

Активность тектонических процессов, согласно описаниям керна, проявилась в виде вертикальных трещин, зеркал скольжения и перемiatости пород. По описаниям керна трещиноватыми являются как терригенные (рис. 2), так и карбонатные породы. В аргиллитах, которые считаются покрывками залежей нефти, также отмечается вертикальная трещиноватость.

По петрофизическим зависимостям проницаемости от пористости $K_{пр} = f(Kп)$ для колганской толщи, на графиках четко выделяется область трещиноватых образцов (рис. 3).



Глубина слоя 3524,39 м □
 Песчаник буровато-серый до бурого; нефтенасыщенный; мелкозернистый; алевритовый; уплотненной структуры; кварцевого состава; трещиноватый; косошлойчатый; участками с включением линзовидных обломков аргиллита; часто уплощенной формы; темно-зеленовато-серого цвета; размером до 1х3см (по трещинам). Отмечены следы биотурбации. (Распределительный канал врезанной дельты) □

Рис. 2. Фрагменты образцов керна из интервала 3524 - 3536 м отложений колганской толщи (скв. 4066)

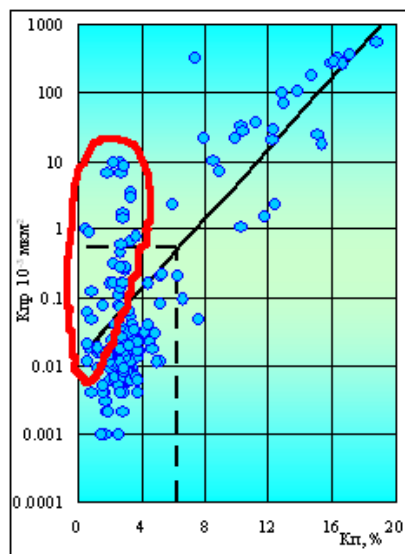


Рис.3. Зависимость проницаемости от пористости $K_{пр} = f(K_{п})$

В пределах изучаемого участка пробурено 32 скважины. Первоначальные дебиты по разведочным скважинам достигали 96 т/сут. Следует отметить, что скважины, в которых получены высокие дебиты, располагаются в непосредственной близости к предполагаемому разлому [2] и развитию зон трещиноватости. Это обуславливает наличие низко- и высокодебитных скважин на незначительном расстоянии друг от друга. Высокие эксплуатационные характеристики скважин (максимальные дебиты достигают 106 т/сут, а приемистость нагнетательных скважин до 149 м³/сут) подтверждают наличие трещинных коллекторов. Минимальные дебиты по добывающим скважинам не превышают 5 т/сут, что характерно для порового коллектора.

О наличии нефти в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, подтверждают промысловые исследования и динамика показателей разработки. На некачественное вскрытие продуктивных отложений указывает S-образный вид индикаторной диаграммы 2 (рис. 4а). Если гидродинамическая связь скважины устанавливается непосредственно с трещинной емкостью Т и дренирование залежи осуществляется по латерали, при депрессиях до 5 МПа, то индикаторная диаграмма 1 (рис. 4а) имеет выпуклый к оси дебита вид, и в разработке запасов участвуют все типы коллекторов. Это обеспечивает устойчивые дебиты и длительный безводный период эксплуатации. В скважине 22 (индикаторная диаграмма 2 – рис. 4а) проницаемость трещин Т в ПЗП снижена (участок ПТ) и поэтому вырабатываются только трещинные коллекторы (ПТ, Т, ПТ, ТП) [1,4].

Дифференциация коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) произведена на основе методики, изложенной в работе [1]. Выявленные закономерности проявляются в динамике показателей разработки (рис. 4б,в). В начальный период освоения месторождения происходила очистка трещин и уро-

вень добычи соответствовал поровому П (т.т. 1-1'), трещинно-поровому ТП (т.т. 2-2') и порово-трещинному ПТ (т.т. 3-3') коллекторам. С 2008 г. коллектор вырабатывается как однородно-трещинный Т и наблюдается резкий рост обводненности. Внедрение заводнения подтверждает, что закачиваемая вода (кривая $\sum Q_{в}^{зак}$ – рис. 2в) контролирует высокопроницаемый трещинный коллектор Т и происходит поршневое вытеснение нефти водой.

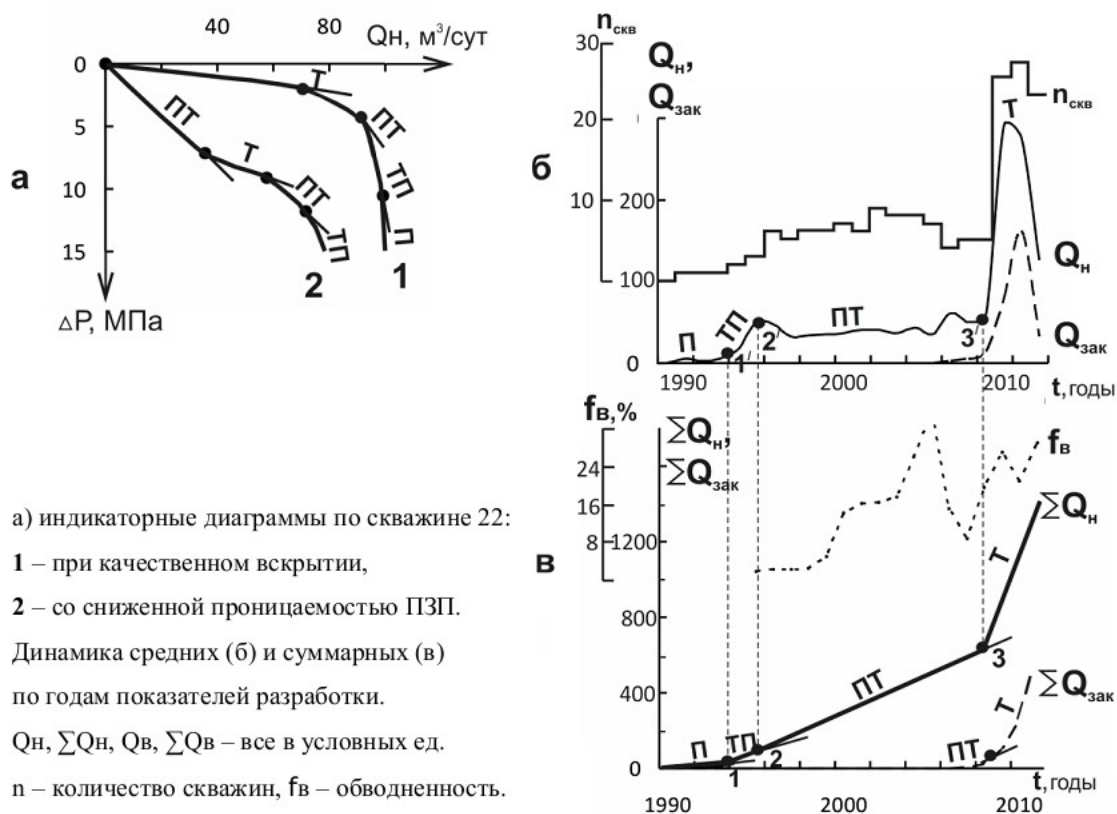


Рис. 4. Обоснование фильтрационно-емкостной модели нефтяной залежи пласта Дкт3

Таким образом, на месторождении производится раздельная и поэтому неэффективная выработка запасов в начальный период из трещинной емкости, а после обводнения в разработку необходимо вводить изолированные участки с низкопроницаемыми поровыми П коллекторами. Для выявления остаточных запасов необходимо дополнительное бурение скважин. Следовательно, неучет фильтрационно-емкостной модели залежи приводит к нарушению гидродинамической системы и снижению эффективности разработки [1, 3, 4].

Поскольку основные извлекаемые запасы содержатся в трещинной емкости (коллекторы Т, ПТ, ТП), то применяемый на практике объемный метод основан-

ный на модели порового коллектора приводит к недостоверной оценке запасов и необоснованным проектным показателям.

Выводы

Залежи колганской толщи представляют собой единую гидродинамическую систему, содержащую нефть в порах и трещинах, между которыми происходят обменные процессы.

Отсутствие обоснованной геолого-промысловой модели залежей и неучет фильтрационно-емкостных свойств коллекторов снижают эффективность поисково-разведочных работ и разработки месторождений.

Природные резервуары девонских отложений приурочены к глубинным разломам и содержат УВ в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, что предопределяет наличие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов. Это подтверждает диапазон индикаторных диаграмм, кривых восстановления давления и дифференциация коллекторов по динамике показателей разработки.

Тектонические нарушения, преобладающая раскрытость сопутствующей им трещиноватости способствуют вертикальной миграции флюидов, объединению многопластовых залежей в единую гидродинамическую систему.

Создание значительных (>5 МПа) депрессий или интенсификация добычи путем заводнения нарушают единство гидродинамической системы залежей и исключают подпитку трещин УВ из низкопроницаемых пор, что определяет неэффективную раздельную выработку сред: вначале из трещин, а после их обводнения из изолированных участков с поровыми коллекторами. Подобная практика способствует формированию трудноизвлекаемых запасов, требует дополнительного бурения скважин, приводит к росту непроизводительных затрат и низким коэффициентам нефтеотдачи пластов.

Литература

1. Попов И.П. Об универсальности моделей залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1993. № 11 - 12. С. 35 - 39.

2. Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений // Нефтяное хозяйство. 2007. № 3. С. 24 - 29.

3. Попов И.П. Анализ и совершенствование разработки месторождений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. № 3. С. 46 - 49.

4. Запывалов Н.П., Попов И.П. Флюидо-динамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: изд-во СО РАН; филиал «Гео», 2003. С. 68.

EXPLORATION AND PRODUCTION DEVELOPMENT FEATURES OF OIL FIELD WITH POROUS FRACTURED RESERVOIR ROCK

I.V. Geyst¹, I.P. Popov

Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia
e-mail: ¹Irina_Geyst@mail.ru

Abstract. *The complex analysis of seismic data, core analysis, wireline logs information and well tests results has been made for identification of fracture zones within reservoir. Reservoir model has been justified and it allows to increase efficiency of development.*

Keywords: *reservoir, fracture, reservoir properties, deposit, well, flow rate, production, reserves*

References

1. Popov I.P. Ob universal'nosti modelei zalezhei uglevodorodov i povyshenii effektivnosti ikh razrabotki (About the universality of the hydrocarbon reservoirs models and increase the efficiency of their development), *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii*, 1993, Issue 11 - 12, pp. 35 - 39.
2. Muslimov R.Kh. Opredelyayushchaya rol' fundamenta osadochnykh basseinov v formirovanii postoyannoi podpitki (vozobnovlenii) mestorozhdenii (Determinative role of sedimentary basin substructure in formation a constant inflow (renewal) of hydrocarbons deposits), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 3, pp. 24 - 29.
3. Popov I.P. Analiz i sovershenstvovanie razrabotki mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri (Analysis and improvement of oil fields development in Western Siberia) *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii*, 1995, Issue 3, pp. 46 - 49.
4. Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuido-dinamicheskie modeli zalezhei nefti i gaza (Fluid-dynamic models of oil and gas deposits). Novosibirsk: izd-vo SO RAN; filial «Geo», 2003. PP. 68.